

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E
TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
DEPARTAMENTO DE ÁREAS ACADÊMICAS
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BÁRBARA DE SOUZA FERREIRA

**DESENVOLVIMENTO DE UM PROGRAMA LIVRE COM CÓDIGO
ABERTO PARA CONSTRUÇÃO DE COORDENOGRAMAS PARA RELÉS
DE PROTEÇÃO**

**ITUMBIARA-GO
2023**



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Bárbara de Souza Ferreira

Matrícula: 20171040070128

Título do Trabalho: Desenvolvimento de um programa livre com código aberto para construção de coordenogramas para relés de proteção

Autorização - Marque uma das opções

- ☒ (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
- ☐ () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
- ☐ () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ () O documento está sujeito a registro de patente.
☐ () O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ () Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- obteve autorização de quaisquer materiais incluídos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 14 / 08 / 2023
Local _____ Data _____

Bárbara de Souza Ferreira

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

BÁRBARA DE SOUZA FERREIRA

**DESENVOLVIMENTO DE UM PROGRAMA LIVRE COM CÓDIGO
ABERTO PARA CONSTRUÇÃO DE COORDENOGRAMAS PARA RELÉS
DE PROTEÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica ao Departamento de Áreas Acadêmicas do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – *Campus Itumbiara*.

Área de Concentração: Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador(a): Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto

ITUMBIARA-GO

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

F383d Ferreira, Bárbara de Souza
Desenvolvimento de um programa livre com código aberto para construção de coordenogramas para relés de proteção. / Bárbara de Souza Ferreira. -- Itumbiara, 2023.
115p. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto.

1. Sistema elétrico. 2. Software livre. 3. Sistema de energia elétrica - Proteção. I. Título. II. Souto, Olívio Carlos Nascimento. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.317



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

BÁRBARA DE SOUZA FERREIRA

DESENVOLVIMENTO DE UM PROGRAMA LIVRE COM CÓDIGO ABERTO PARA CONSTRUÇÃO DE COORDENOGRAMAS PARA
RELÉS DE PROTEÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 08 de Agosto de 2023, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto - Orientador

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Cláudio Roberto Pacheco - Membro

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Luis Gustavo Wesz da Silva - Membro

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Itumbiara – GO

2023

Documento assinado eletronicamente por:

- **Claudio Roberto Pacheco**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 10/08/2023 09:25:07.
- **Luis Gustavo Wesz da Silva**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 09/08/2023 14:48:37.
- **Olivio Carlos Nascimento Souto**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 09/08/2023 14:32:49.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 09/08/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 438827

Código de Autenticação: 141827d5c8



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, Luciana Eduardo de Souza Ferreira e Lazídio Francisco Ferreira, por sempre me apoiarem nas minhas decisões e possibilitarem minha chegada a esse momento, e ao meu irmão, Gustavo de Souza Ferreira, que me acompanhou nessa jornada e nunca deixou de me incentivar a continuar.

Aos meus amigos por estarem sempre ao meu lado, dispostos a ajudar, incentivando e proporcionando bons momentos. Também a todos os meus amigos de faculdade e em especial ao Renan Moreira Soares.

Ao Timóteo da Silva Oliveira, por estar presente em todos os momentos, apoiando, orientando, incentivando e por nunca me deixar desistir. Sem você esse percurso seria mais árduo de ser concluído.

Ao Thales Lima Oliveira, por ter me orientado e direcionado nesse trabalho, por todo auxílio e ensinamentos.

Ao Olívio Carlos Nascimento Souto, por todo o apoio, orientação, incentivo e paciência necessários durante o desenvolvimento do trabalho, e por sempre demonstrar estar disposto a ajudar.

RESUMO

A proteção do sistema elétrico de potência é de extrema importância para a manutenção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e para a própria segurança dos equipamentos que compõem o sistema elétrico. Ao longo dos anos esta área está em constante desenvolvimento com o surgimento de novas tecnologias e novos estudos que possibilitam a proteção digital do sistema. Esse trabalho apresenta uma ferramenta computacional de código aberto para a elaboração de coordenogramas de sobrecorrente chamada Proteção de Sobrecorrente - Coordenograma (PSC – COORD). O intuito dessa ferramenta computacional é a análise da coordenação e seletividade, uma área de estudo fundamental para aplicação no setor de proteção. Os softwares desenvolvidos possuem uma característica de terem seus recursos pagos, dificultando os trabalhos e estudos na área da proteção e seletividade de sistemas. O PSC – COORD com a finalidade de ser uma ferramenta computacional de código aberto vem como forma de incentivar os estudos e análises da coordenação e seletividade de forma gratuita contribuindo para o setor acadêmico. Nessa obra será encontrada uma visão sobre o sistema de proteção elétrica, fator determinante para o desenvolvimento do trabalho, como também é apresentado o PSC – COORD como uma ferramenta desenvolvida através da linguagem computacional C++. Ao final do trabalho é apresentado um estudo de caso para a proteção de uma rede de transmissão de 3 barras, desenvolvido com a perspectiva acadêmica, no qual são apresentados os estudos e os cálculos visando a proteção e a seletividade. Os dados do sistema protegido são inseridos no PSC – COORD para a elaboração do coordenograma resultante no estudo de caso. Finalmente, a partir da elaboração do *software* e do estudo de caso, espera-se que o trabalho desenvolvido contribua para os alunos da graduação em Engenharia Elétrica, na matéria de Proteção de Sistema Elétrico, disponibilizando em seu ensino essa ferramenta computacional como forma de contribuir em seu conhecimento.

Palavras-chave: *Software*. Código aberto. Coordenograma e Seletividade. Proteção de Sistema Elétrico. Proteção Coordenada.

ABSTRACT

The protection of the power electrical system is extremely important for maintaining the supply of electricity to consumers and for the safety of the equipment that make up the electrical system. Over the years this area has developed and is developing with the emergence of new technologies and new studies that enable the digital protection of the system. This work presents an open source computational tool for the elaboration of overcurrent coordinograms called Overcurrent Protection - Coordinogram (OCP - COORD). The purpose of this computational tool is the analysis of coordination and selectivity, an area of fundamental study for application in the protection sector. The developed softwares have a characteristic of having their resources paid, making the works and studies in the area of system protection and selectivity difficult. The PSC - COORD with the purpose of being an open source computational tool comes as a way to encourage studies and analysis of the coordination and selectivity in a free way, contributing to the academic sector. In this work will be found a vision about the electrical protection system, a determining factor for the development of the work, as well as the PSC - COORD is presented as a tool developed through the C++ computer language. At the end of the work, a case study is presented for the protection of a 3-bar distribution network, developed with an academic perspective, in which the studies and calculations aiming protection and selectivity are presented. The data of the protected system are inserted in PSC - COORD for the elaboration of the resulting coordinogram in the case study. Finally, from the elaboration of the software and the case study, it is expected that the work developed will contribute to the Electrical Engineering graduation students, in the Electric System Protection subjects, making available in their teaching this computational tool as a way to contribute to their knowledge.

Keywords: Software. Open Code. Coordination and Selectivity. Electrical System Protection. Coordinated Protection.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 - Sistema Interligado Nacional.	21
Figura 02 - Sistema elétrico de potência com ênfase na distribuição primária e secundária. ...	24
Figura 03 - Linha MT e BT em uma rede de distribuição.	25
Figura 04 - Sistema elétrico pra análise de faltas simétricas.	28
Figura 05 - Modelagem de falta fase-terra em uma barra k.	29
Figura 06 - Modelagem de falta frase-fase em uma barra k.	30
Figura 07 - Modelagem de falta fase-fase-terra em uma barra k.	31
Figura 08 - Zonas de Proteção de um sistema de transmissão.	35
Figura 09 - Relé de atração tipo axial.	38
Figura 10 - Relé do tipo disco de indução.	39
Figura 11 - Diagrama de blocos para um relé estático genérico.	41
Figura 12 - Arquitetura de um relé digital.	43
Figura 13 - Funcionalidades genéricas de um relé de proteção digital.	44
Figura 14 - Relé de proteção digital GE Multilin UR.	45
Figura 15 - Curvas características de tempo inverso.	50
Figura 16 - Curvas características de tempo definido.	50
Figura 17 - Curvas de temporização de relés de sobrecorrente.	52
Figura 18 - Exemplo de proteção utilizando relés de sobrecorrente direcional.	55
Figura 19 - Exemplo de atuação de um relé de sobrecorrente de distância.	56
Figura 20 - Base de funcionamento de um relé de sobrecorrente diferencial.	57
Figura 21 - Disjuntor de média tensão.....	59
Figura 22 - Tempo de coordenação entre dois relés.	62
Figura 23 - Relés de sobrecorrente em cascata.	62
Figura 24 - Tempo de coordenação para relés de sobrecorrente em cascata.	63
Figura 25 - Exemplo de famílias de curva da função 51.	65
Figura 26 - Processo de construção do coordenograma sem auxílio computacional.	66

Figura 27 - Coordenograma construído manualmente.	67
Figura 28 - Estrutura geral do PSC – COORD.	70
Figura 29 - Tela principal do programa PSC – COORD na plataforma Windows.	72
Figura 30 - Criação de um elemento no PSC – COORD.	72
Figura 31 - Exibição de um elemento no <i>Grid</i> após sua criação.	73
Figura 32 - Exclusão de um elemento no PSC – COORD.	74
Figura 33 - Elemento inserido com erro com necessidade de edição.	74
Figura 34 - Formulário de edição.	75
Figura 35 - Elemento corrigido após edição.	75
Figura 36 - Janela de plot do PSC – COORD.	76
Figura 37 - Fluxograma de utilização do PSC – COORD.	77
Figura 38 - Diagrama unifilar de um sistema de proteção com 5 relés 50/51.	78
Figura 39 - Ponto Notável 1.	81
Figura 40 - Ponto Notável 2.	83
Figura 41 - Pontos Notáveis 3 e 4.	84
Figura 42 - Pontos Notáveis 5 e 6.	86
Figura 43 - Ponto Notável 7 e Limite Esquerdo.	87
Figura 44 - Pontos Notáveis e Limite Esquerdo no coordenograma.	88
Figura 45 - Correntes de curto-circuito no coordenograma.	94
Figura 46 - Curvas de atuação dos relés no coordenograma.	107
Figura 47 - Coordenograma final do Estudo de Caso.	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Tipos de curva do relé de sobrecorrente.	52
Tabela 02 - Pontos ANSI dos transformadores.	80
Tabela 03 - Pontos Notáveis e Limite Esquerdo.	87
Tabela 04 - Correntes de curto-circuito.	93
Tabela 05 - Ajuste dos relés.	106

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
API	- Application Programming Interface
BT	- Baixa Tensão
CC	- Curto-circuito
DEC	- Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora
DIC	- Duração de Interrupção individual por unidade consumidora
DIT	- Demais Instalações da Transmissão
DMIC	- Duração Máxima de Interrupções Individual por unidade consumidora
EI	- Curva Extremamente Inversa
FEC	- Frequência Equivalente de Interrupções por unidade consumidora
FIC	- Frequência de Interrupções Individuais por unidade consumidora
GUI	- Graphical User Interface
IC	- Curva Inversa Curta
ICC	- Corrente de curto-circuito
IL	- Curva Inversa Longa
MI	- Curva Muito Inversa
MT	- Média Tensão
NI	- Curva Normalmente Inversa
POO	- Programação Orientada a Objetos
PRODIST	- Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSC – COORD	- Proteção de Sobrecorrente – Coordenograma
PSP – UFU	- Plataforma de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Uberlândia
RTC	- Relação de Transformação do Transformador de Corrente
SEP	- Sistema Elétrico de Potência
SIN	- Sistema Interligado Nacional
SP	- Sistema de Proteção
TC	- Transformador de Corrente

TD	- Tempo Definido
$TI^2 \times T$	- Curva Térmica ($I^2 \times T$)
$Ti \times T$	- Curva Térmica ($I \times T$)
TP	- Transformador de Tensão

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	11
1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Considerações Iniciais.....	14
1.2 <i>Softwares</i> do Setor de Proteção.....	16
1.3 Justificativa.....	18
1.4 Objetivo.....	18
1.4.1 Objetivo Geral.....	18
1.4.2 Objetivo Específico.....	18
1.5 Estrutura do Trabalho.....	19
2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E PROTEÇÃO.....	20
2.1 Sistema de transmissão.....	20
2.2 Sistema de distribuição.....	22
2.3 Curto-circuito.....	26
2.4 Tipos de Curto-circuito.....	26
2.4.1 Curto-circuito Trifásico.....	27
2.4.2 Curto-circuito Fase-Terra.....	28
2.4.3 Curto-circuito Fase-Fase.....	29
2.4.4 Curto-circuito Fase-Fase-Terra.....	30
2.5 Proteção de Sistemas Elétricos.....	31
2.5.1 Filosofia da Proteção de Sistemas Elétricos.....	32
2.5.2 Princípios Fundamentais da Proteção.....	33
2.5.3 Definições Usadas na Proteção de Sistemas.....	33
2.6 Relés.....	35
2.6.1 Relés Eletromecânicos.....	37
2.6.1.1 Relés de Atração - Armadura Axial.....	37
2.6.1.2 Relés de Indução - Disco de Indução.....	39
2.6.2 Relés Estáticos.....	40
2.6.3 Relés Digitais.....	42
2.6.4 Relé de Sobrecorrente (Função 50/51)	47
2.6.4.1 Ajustes de Relé de Corrente.....	47
2.6.4.2 Curvas Características.....	49
2.7 Tipos de Proteção.....	53
2.7.1 Proteção de Sobrecorrente Não Direcional.....	54
2.7.2 Proteção de Sobrecorrente Direcional.....	54
2.7.3 Proteção de Sobrecorrente de Distância.....	55
2.7.4 Proteção de Sobrecorrente Diferencial.....	56
2.7.5 Proteção de Sobretensão.....	57
2.7.6 Falhas de Disjuntor.....	57
2.8 Seletividade e Coordenograma.....	59
2.8.1 Coordenação dos Relés de Proteção.....	60
2.8.2 Princípio de Coordenação.....	61
3 PSC - COORD.....	64
3.1 Considerações Iniciais.....	64
3.2 Motivação.....	65
3.3 Ferramentas Computacionais.....	68
3.3.1 Linguagem de Programação C++.....	68

3.3.2 WxWidgets.....	69
3.3.3 wxMathPlot.....	69
3.4 Estrutura PSC - COORD.....	70
3.5 Interface Gráfica.....	71
3.5.1 Criação de um Elemento.....	72
3.5.2 Exclusão de um Elemento.....	73
3.5.3 Edição de um Elemento.....	74
3.5.4 Plot Gráfico dos Elementos no Coordenograma.....	76
3.6 Estrutura entre Usuário e PSC - COORD.....	76
4 ESTUDO DE CASO.....	78
4.1 Consideração Inicial.....	78
4.2 Pontos Notáveis.....	79
4.2.1 Ponto Notável 1.....	79
4.2.2 Ponto Notável 2.....	81
4.2.3 Pontos Notáveis 3 e 4.....	83
4.2.4 Pontos Notáveis 5 e 6.....	84
4.2.5 Ponto Notável 7 e Limite Esquerdo.....	86
4.2.6 Pontos Notáveis no Coordenograma.....	87
4.3 Correntes de Curto-circuito.....	89
4.3.1 Barra de 34,5 kV.....	89
4.3.2 Barra de 13,8 kV.....	91
4.3.3 Barra de 2,4 kV.....	92
4.3.4 Correntes de Curto-circuito no Coordenograma.....	93
4.4 Ajustes das Unidades 50.1 e 51.1.....	94
4.4.1 Unidade Temporizada 51.1.....	94
4.4.2 Unidade Instantânea 50.1.....	96
4.5 Ajustes das Unidades 50.2 e 51.2.....	97
4.5.1 Unidade Temporizada 51.2.....	97
4.5.2 Unidade Instantânea 50.2.....	98
4.6 Ajustes das Unidades 50.3 e 51.3.....	99
4.6.1 Unidade Temporizada 51.3.....	99
4.6.2 Unidade Instantânea 50.3.....	100
4.7 Ajustes das Unidades 50.4 e 51.4.....	101
4.7.1 Unidade Temporizada 51.4.....	102
4.7.2 Unidade Instantânea 50.4.....	103
4.8 Ajustes das Unidades 50.5 e 51.5.....	104
4.8.1 Unidade Temporizada 51.5.....	104
4.8.2 Unidade Instantânea 50.5.....	105
4.9 Resultados.....	106
5 CONCLUSÃO GERAL.....	110
REFERÊNCIAS.....	112
APÊNDICE A.....	116

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O Brasil é um país com território extenso e com um histórico de utilização de eletricidade como principal insumo energético, em função disso possui um sistema elétrico extremamente amplo e complexo. Somado a isso também existe o grande potencial de desenvolvimento do país, tornando-se necessário um planejamento energético adequado.

Antigamente, o que uma usina gerava era transportada diretamente para o centro consumidor, ou seja, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) operava isoladamente, mas com a evolução da tecnologia dos aparelhos eletrônicos os SEPs mudaram essa configuração de operação.

Atualmente, com essa evolução, surgiu-se a necessidade de grandes blocos de energia, maior confiabilidade, desempenho e distribuição do sistema, para isso, as unidades geradoras antes separadas se uniram e formaram uma única rede elétrica, o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

Um sistema integrado apresenta uma operação mais complexa, assim como seu planejamento, além da possibilidade da propagação de perturbações localizadas por toda a rede. Apesar das desvantagens apresentadas, esse tipo de configuração traz muitas vantagens que superam esses problemas, como apresentar maior número de unidades geradoras, necessidade de menor capacidade de reserva para emergências e troca de energia entre regiões.

Tendo em vista a extensão territorial do país, o Brasil possui uma grande gama de empresas no mercado nacional e com isso diversos padrões de distribuição, geração e transmissão. Somando isso às alterações no SEP para uma rede agora interligada, para manter a qualidade, confiabilidade e desempenho do sistema, surgiu a necessidade de elevar os níveis de exigências.

Estas exigências estão regulamentadas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), necessitando de um conhecimento detalhado das configurações do sistema elétrico para conseguir alcançar esses novos níveis exigidos pelos órgãos reguladores.

Os sistemas elétricos estão sujeitos constantemente a perturbações, possuindo pontos que requerem atenção especial devido aos potenciais humanos e ativos presentes na operação, alguns deles são os transformadores, cargas residenciais e comerciais, motores e subestações.

Visando a proteção destes é necessário um sistema com a proteção elétrica bem dimensionada, contando com relés, disjuntores, fusíveis, religadores, chaves seccionadoras e transformadores de potencial e corrente. Tais elementos devem ser adequadamente dimensionados para garantir a detecção e proteção quando alguma falta ocorrer no sistema, evitando riscos e interrupção da distribuição.

Na ocorrência de faltas, a coordenação e a seletividade são aplicadas de modo que o sistema deve ser interrompido no ponto mais próximo da falta, mantendo continuidade do fornecimento no restante da rede.

A coordenação e a seletividade promovem uma robustez no sistema, de modo que as proteções devam suportar os níveis de curto-circuito (CC) para que os dispositivos não se danifiquem e não causem uma explosão ou acidente mais grave como um incêndio (CORTEZ, 2019).

A velocidade de atuação é outro pré-requisito para um sistema ser seletivo e coordenado, pois as proteções devem atuar no menor tempo possível diante da percepção da falta no sistema. Porém além de ser um sistema robusto e rápido, o sistema de proteção coordenado e seletivo também deve ser confiável, de modo que os dispositivos operem da maneira mais correta possível, garantindo a isolação da falta. (CORTEZ, 2019)

Para alcançar a seletividade e proteção em um sistema elétrico procura-se utilizar diferentes dispositivos de proteção. A coordenação da proteção em sistema de distribuição vem sendo estudada há mais de 50 anos e os últimos avanços nesta área tem se verificado no âmbito tecnológico, com a introdução de relés estáticos e relés digitais em anos recentes, garantindo assim um SEP mais confiável.

Com esses avanços veio a necessidade de agilizar e facilitar o processo de ajustar, coordenar e posicionar dispositivos de proteção. A solução encontrada foi o desenvolvimento de *softwares* que, entre outras funções, realizam a modelagem das redes e a simulação de faltas, permitindo a análise de equipamentos e facilitando a análise de coordenação e seletividade.

1.2 Softwares do setor de proteção

A seguir são apresentadas as ferramentas computacionais mais utilizadas para estudos de proteção em sistemas de potência.

O *Cyme Power Engineering Software* é composto de um editor de redes, possuindo um modo de análise focado em Distribuição e outro para aplicações Industriais ou Transmissão. Tanto o *software* quanto as bibliotecas adicionais que podem ser customizadas pelo usuário estão disponíveis no site da Eaton, atual desenvolvedora e detentora dos direitos de uso da marca. Como destaque dessas bibliotecas, a *Protective Device Coordination (CYMTCC)* é a que possui maior relevância por fazer simulações de coordenograma e seletividade de equipamentos de proteção. Pode ser adquirido no site da empresa via *download* mediante pagamento de licença (CYME INTERNATIONAL, 2018; PEREIRA, 2007).

O *software EasyPower®* da ESA, INC tem como destaque sua simplicidade de uso. Pode ser adquirido via pagamento de licença ou por solicitação de versão de teste de 30 dias. Dentre os módulos que o compõem, o *PowerProtector™* inclui funções para estudos de coordenograma e seletividade, além de plotar as curvas dos dispositivos por ele modelados. (ESA, 2019; PEREIRA, 2007).

O OneLiner, um programa de coordenação de relés e curto-circuito para PC para engenheiros de proteção. O OneLiner é uma ferramenta de produtividade. Ele libera o engenheiro das tarefas tediosas e demoradas de folhear pilhas de impressões e plotar e re-plotar curvas de relé e diagramas unifilares. O OneLiner trabalha muito rapidamente, sob o controle do engenheiro. O usuário pode alterar as configurações do relé e a configuração de rede, além de visualizar os resultados da sua alteração imediatamente. (ASPEN, 2021).

O PSS®CAPE 14 (anteriormente conhecido como software CAPE da Electrocon) oferece suporte a engenheiros de proteção de transmissão e distribuição com todo o seu fluxo de trabalho, incluindo coleta detalhada de dados de proteção, gerenciamento eletrônico de configurações, cálculos e validação de configurações. Com sua extensa biblioteca de modelos de relés altamente detalhados e seleção de ferramentas de proteção modular, os engenheiros podem gerenciar perfeitamente dados volumosos e complexos da rede, descobrir possíveis problemas e examinar soluções alternativas. (SIEMENS, 2022).

O DIGSILENT, possuindo uma biblioteca de relés abrangente, baseada em dispositivos de proteção específicos do fabricante, está disponível e pode ser usada em regime permanente e para

simulação dinâmica. Os modelos de dispositivos de proteção são altamente detalhados e completamente alinhados com o StationWare, permitindo a troca de configurações com dispositivos de proteção reais. Uma série de conceitos de proteção é suportada, incluindo sobrecorrente de tempo, distância, diferencial, direcional, sobretensão e subtensão, sobrecorrente e subfrequência e bloqueio de oscilação de potência. Estão disponíveis várias representações gráficas das características do dispositivo de proteção, como diagrama de sobrecorrente com funcionalidade de arrastar e soltar, diagramas R-X e P-Q e diagramas para proteção diferencial. A validação das configurações selecionadas pode ser feita facilmente através de diagramas de distância de tempo ou com diagramas de sobrecorrente ou automaticamente através de ferramentas de auditoria de proteção. As configurações selecionadas podem ser relatadas em tabelas e exportadas para uma investigação mais aprofundada. (DIGSILENT, 2022).

O *software* CYMTCC trata da proteção contra sobrecorrente de tempo para sistemas industriais, comerciais e de distribuição de energia. O programa vem com um extenso banco de dados de mais de 15000 dispositivos de proteção de mais de 100 fabricantes diferentes, que são facilmente acessados para produzir gráficos de curvas Tempo-Corrente e relatórios de configurações de dispositivos. Ele também possui várias ferramentas e relatórios para ajudá-lo a obter coordenação e proteger transformadores e cabos. O módulo de Análise de proteção à distância do CYME é uma ferramenta poderosa que pode ajudar os engenheiros a projetar e verificar seu esquema de proteção, além de resolver diferentes problemas de coordenação em qualquer sistema de potência. (CYME, 2018).

Após revisão bibliográfica sobre os *softwares* do setor de proteção, percebe-se que mesmo possuindo muitas funções, eles têm os seus códigos-fontes protegidos e possuem licenças pagas ou versões com prazo limitado para testes.

O fato de serem pagos ou com recursos limitados para teste, inviabilizam o uso dos mesmos como ferramenta acadêmica de estudos. Por esse motivo, tem-se dado preferência ao estudo e desenvolvimento de *softwares* de código aberto em artigos científicos recentes (THURNER *et al.*, 2017).

Como exemplo Oliveira (OLIVEIRA, 2019) desenvolve o PSP-UFU (Plataforma de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Uberlândia) de código aberto livre com o intuito de ser utilizado como ferramenta acadêmica para estudo de sistemas de potência.

1.3 Justificativa

Vários programas comerciais do setor elétrico oferecem inúmeras vantagens, como construção de diagrama unifilar, cálculo das correntes de falta, fornecimento dos parâmetros de relés reais, simulação da atuação dos relés ajustados, etc. Porém, não existem programas livres e de código aberto para coordenação de relés de sobrecorrente ou relés de distância (OLIVEIRA, 2021).

Em resposta à essa ausência de programas livres há a necessidade da elaboração e desenvolvimento de uma ferramenta para a pesquisa e estudos relacionados à área de proteção de sistemas elétricos de potência.

1.4 Objetivo

1.4.1 Objetivo Geral

Neste trabalho é estudado o funcionamento de relés de proteção e o desenvolvimento de coordenogramas através dos princípios de funcionamento dos dispositivos de proteção. Visando a elaboração de uma ferramenta computacional para a construção de tais coordenogramas, de forma a ser um software livre de código aberto com interface gráfica de usuário amigável.

1.4.2 Objetivo Específico

Este trabalho contempla os seguintes objetivos específicos.

- Estudo e levantamento bibliográfico dos princípios de funcionamento dos relés de proteção;
- Estudo bibliográfico da construção de coordenogramas;
- Fazer uso de linguagem orientada a objeto para criar uma interface gráfica interativa que apresente a criação dos elementos e gráficos;
- Reunir uma base de dados editável com curvas dos relés de sobrecorrente;
- Elaboração do *software* totalmente livre e de código aberto;
- Realizar a análise de coordenação e seletividade através dos gráficos obtidos.

1.5 Estrutura do Trabalho

Para o desenvolvimento deste trabalho foi realizada uma pesquisa bibliográfica sobre o assunto de Coordenação e Seletividade, a fim de obter informações adicionais que contribuíssem para o enriquecimento da monografia. Com essa pesquisa feita e procurando entender os objetivos estabelecidos, a monografia que se segue está estruturada em seis capítulos, incluindo esta introdução, que compõe este primeiro capítulo e os demais capítulos cujos conteúdos estão descritos a seguir.

O capítulo 2 é composto da apresentação dos conceitos básicos que envolvem: breve revisão da transmissão e distribuição no sistema elétrico de potência; cálculos de curtos-circuitos, a metodologia utilizada para obtenção dos resultados desses estudos e que tipos de curto circuitos existem; uma revisão sobre o sistema de proteção no sistema elétrico, abordando os equipamentos de proteção, os elementos de proteção e os tipos de proteção realizada com relés, disjuntores, acionadores; abordagem sobre os relés e as inovações com o passar dos anos até o atual relé digital, além de sua construção física; por fim a seletividade e o coordenograma, como o principal tema, explicando seus conceitos e como eram elaborados os coordenogramas.

No capítulo 3 é apresentado sobre o *software*, indicando sobre os principais motivos que levaram ao surgimento do trabalho, abordando a dificuldade da elaboração manual dos coordenogramas e da escassez de *softwares* livre nessa área, em seguida é falado sobre as ferramentas utilizadas durante o desenvolvimento do programa e da estrutura final de organização. Além disso é apresentado a interface gráfica final do PSC – COORD e um fluxograma de operação para o usuário.

No capítulo 4, detalha-se o Estudo de Caso apresentando as ferramentas de como foi desenvolvido o trabalho, evidenciando o Ajuste de Relé para chegar nos parâmetros desejáveis para a implementação no PSC – COORD e observar a coordenação e seletividade do estudo de caso através do gráfico gerado pelo *software*.

Por fim tem-se a conclusão, em que se encontram os principais resultados extraídos no decorrer do trabalho, como também uma revisão de todos os tópicos, os objetivos alcançados e benefícios atingidos com esta monografia.

Além dos capítulos acima descrito, o presente trabalho inclui 1 apêndice, para a melhor visualização do gráfico elaborado pelo PSC – COORD.

2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E PROTEÇÃO

Um Sistema Elétrico de Potência engloba basicamente três estágios: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cada um possui suas características e técnicas próprias para manter um grau de qualidade de energia a fim de atender consumidores cada vez mais exigentes e conhecedores dos seus direitos, incluindo residenciais, comerciais e industriais.

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição estão conectados em série, ou seja, primeiramente tem-se a geração de energia elétrica feita pelos geradores (geralmente máquinas síncronas), que produzem energia no nível de média tensão e necessita de uma subestação de elevação. Esta subestação transmite energia através de linhas de transmissão em alta ou extra alta tensão até os pontos de cargas que necessitam de outra subestação para reduzir o nível em média/baixa tensão para o sistema de distribuição.

Nessas três etapas citadas, existem as proteções que o sistema deve ter para reduzir os danos causados por curtos-circuitos e faltas que ocorram ao longo do trecho. Em um sistema complexo como esse, a proteção torna-se o pilar da continuidade da operação, consumidores finais necessitam dessa energia e para cada momento em que o consumidor final deixa de consumir energia, é um prejuízo e traz complicações para os operadores.

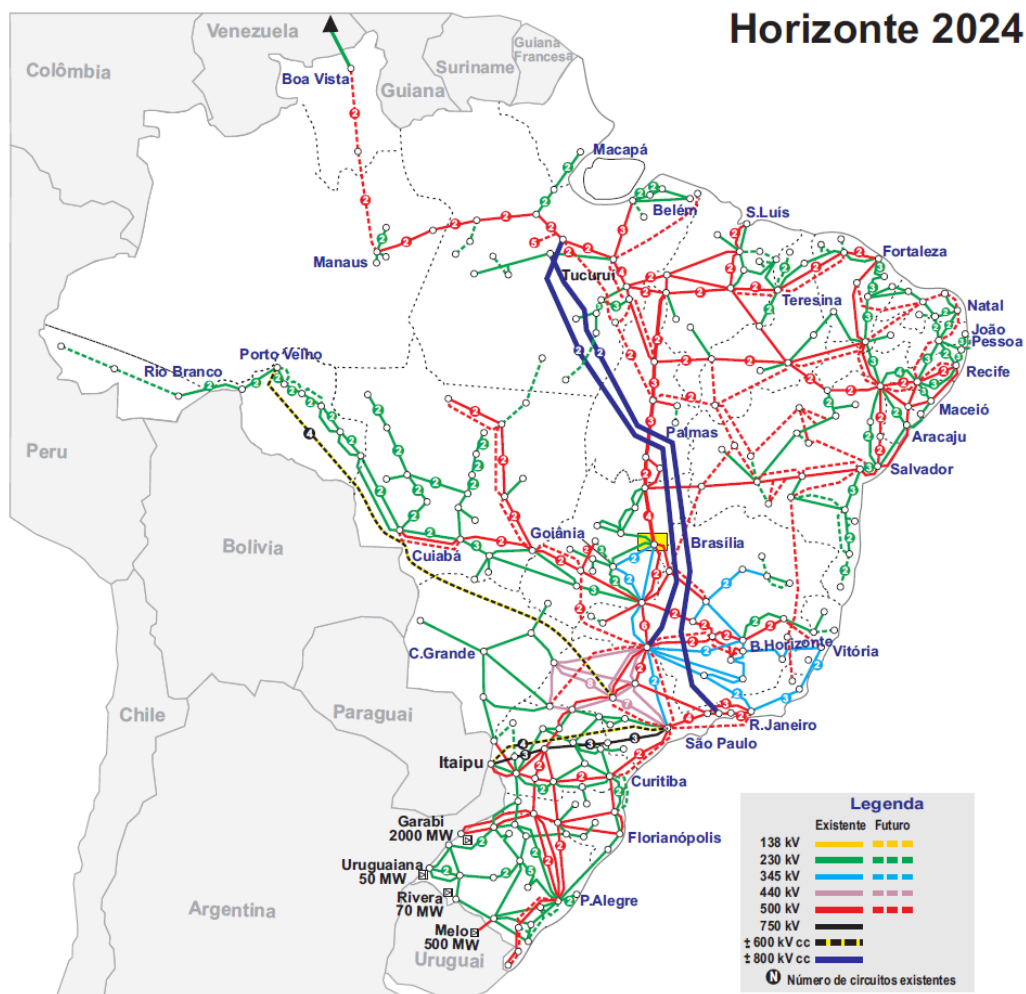
Ao longo dos anos a modernização do sistema elétrico causou uma necessidade de proteções mais elevadas e melhoras nos equipamentos, desse modo, esse capítulo trará uma revisão bibliográfica do sistema elétrico de potência, proteção e seus equipamentos.

2.1 Sistema de transmissão

A transmissão é a etapa do transporte da energia de onde ela foi gerada, até os centros de distribuição, conduzida pelas linhas de transmissão de alta tensão por meio de cabos aéreos fixados em grandes torres de metal. Transcorrido a travessia de longas distâncias, a eletricidade aproxima-se dos centros de consumo, onde encontram-se subestações para diminuir a tensão elétrica e assim iniciar a etapa da distribuição.

Esse processo envolve o Sistema Interligado Nacional, que emprega a malha de transmissão para transferir a energia entre vários subsistemas. A Figura 01 demonstra o SIN.

Figura 01 – Sistema Interligado Nacional.



Na imagem, a linha contínua representa a malha de transmissão já existente, e as linhas pontilhadas a malha de transmissão projetada para o futuro.

Fonte: (ONS, 2022)

São consideradas linhas de transmissão aquelas que possuem tensão de 69, 138, 230, 345, 500 kV e acima, e que compõem a rede básica do SIN. Constituem a maior relevância no setor elétrico brasileiro pelos altos investimentos e alta demanda.

A transmissão é feita em alta tensão para evitar as perdas por efeito Joule, que se trata da “perda” de energia em forma de calor. Como os condutores não são ideais, oferecem resistência à passagem de corrente elétrica, então para diminuir as perdas por dissipação de calor, aumenta-se a tensão, diminuindo a corrente.

Ao término das linhas de transmissão há a necessidade da redução dos níveis de tensão para a próxima etapa do sistema elétrico de potência, onde então ficam situadas as subestações

abaxadoras. Essa próxima etapa do SEP é chamada de sistema de distribuição, tema que será abordado no próximo subcapítulo.

2.2 Sistema de distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulamentado pelas resoluções elaboradas pela ANEEL, as quais, por sua vez, se orientam pelas diretrizes estabelecidas nas leis aprovadas pelo congresso Nacional e nos decretos estabelecidos pelo Executivo Federal (ANEEL, 2015).

Conforme a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE (2019), a definição para redes de distribuição de energia elétrica é:

As redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão. Apesar de algumas transmissoras também possuírem linhas com tensão abaixo de 230 kV, as chamadas Demais Instalações da Transmissão (DIT), grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Essas linhas são também conhecidas no setor como linhas de subtransmissão.

Além das redes de subtransmissão, as distribuidoras operam linhas de média e baixa tensão, também chamadas de redes primária e secundária, respectivamente. As linhas de média tensão são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, e são muito fáceis de serem vistas em ruas e avenidas das grandes cidades, frequentemente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto.

A ANEEL, através das normas elaboradas no PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) acompanha os serviços prestados pela distribuidora através de indicadores de qualidade, como: DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC (PRODIST, 2021).

DEC – duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, que indica o intervalo de tempo, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração, em horas;

FEC – frequência equivalente de interrupções por unidade consumidora, que indica o número de vezes, em média, em que ocorreu descontinuidade da prestação do serviço em cada unidade consumidora do conjunto considerado, no período de apuração;

DIC – duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o intervalo de tempo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração, em horas;

FIC – frequência de interrupções individuais por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o número de vezes em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação, no período de apuração;

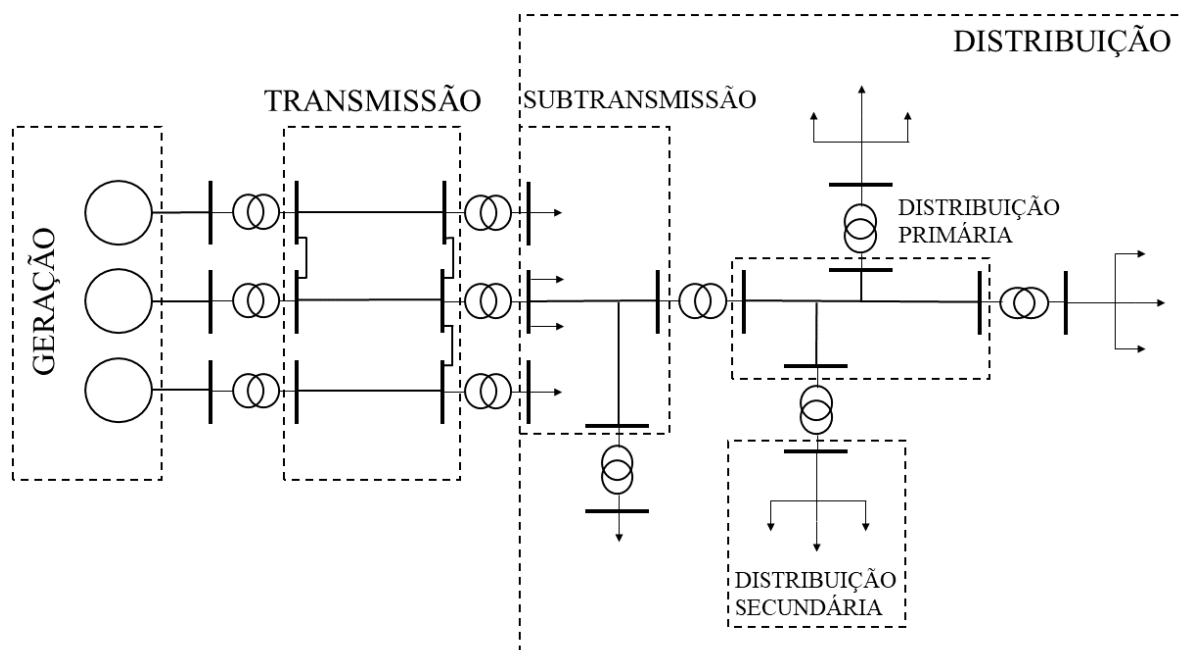
DMIC – duração máxima de interrupções individual por unidade consumidora ou ponto de conexão de instalações dos demais acessantes, que indica o intervalo de tempo máximo em que ocorreu descontinuidade da prestação de serviço em uma unidade ou instalação no período de apuração, em horas.

O sistema de distribuição é responsável por fornecer energia elétrica para os consumidores, que poderão utilizá-la para diversas finalidades. De modo a garantir que este consumidor não seja prejudicado e nem prejudique o sistema, esse sistema deve ser projetado e executado seguindo os conceitos de qualidade e economia. Apesar desses princípios trazerem adversidades entre si, é possível realizar uma boa conciliação tendo os conhecimentos técnicos suficientes.

O sistema de distribuição é parte do sistema de potência que abrange desde as subestações abaixadoras até os transformadores (sistema de distribuição primário), os quais reduzem a tensão para baixa tensão, e destes até a entrada elétrica dos consumidores (sistema de distribuição secundário). As distribuidoras de energia operam linhas de média tensão (MT) e baixa tensão (BT), ou seja, redes primárias e secundárias, respectivamente.

A Figura 02 apresenta o sistema elétrico de potência, em todas as etapas, geração, transmissão e distribuição, com ênfase na distribuição elétrica, demonstrando as características citadas anteriormente: distribuição primária e distribuição secundária.

Figura 02 – Sistema elétrico de potência com ênfase na distribuição primária e secundária.



Fonte: Autoria própria.

As linhas de MT, distribuição primária, são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, e podem facilmente ser vistas como demonstrado na Figura 03. A disposição mais frequente dessas redes de média tensão se dá horizontalmente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas em postes de concreto (ABRADEE, 2019).

Nas redes de distribuição de energia em média tensão, podem ser encontrados com frequência equipamentos transformadores que rebaixam a tensão para ser utilizados pelos consumidores finais.

As redes de BT, distribuição secundária, podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, e sua sustentação também pode ser dada em postes de concreto onde estão as redes de média tensão, instaladas na parte inferior das estruturas, como também pode ser observado na Figura 03.

Figura 03 – Linha MT e BT em uma rede de distribuição.



Fonte: Autoria própria.

Na imagem pode-se observar a rede de média tensão trifásica em disposição horizontal sustentada pela cruzeta e, com organização vertical, a rede de baixa tensão, e como citado anteriormente, tem-se a presença do transformador, importante para a regularização da tensão, protegido pelas chaves fusíveis dispostas uma em cada fase.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão diariamente sujeitos a perturbações causados por eventos indesejados que levam a alterações em seu estado normal de operação. Essas perturbações afetam o sistema de potência e modificam significativamente as grandezas elétricas (resistência, tensão, frequência e corrente) destes sistemas, deixando em risco a segurança dos equipamentos eletrônicos, eletromecânicos e partes da rede de distribuição, por gerar alterações de parametrização do sistema elétrico. Uma das principais perturbações nos sistemas de potência são os curtos-circuitos.

2.3 Curto-circuito

O Sistema Elétrico de Potência apresentava anteriormente poucas unidades geradoras e de pequeno porte conectadas em seus barramentos que tinham pouca influência na rede. Em caso de distúrbios a parte danificada do sistema era trocada por medida de segurança sem prejudicar o sistema. Com o aumento, participação e interação dessas unidades com o sistema, há hoje exigência da rede para que essas unidades permaneçam conectadas e sejam capazes de suportar adversidades como curto-circuito.

O curto-circuito ocorre quando, por algum motivo, a impedância de um circuito é reduzida a um valor quase nulo, e como consequência há a passagem excessiva de corrente elétrica. Com essa alta corrente surgem esforços mecânicos e térmicos nos condutores, aumentando o risco de falhas nos equipamentos do sistema, como transformadores, geradores, motores e componentes não lineares.

Duas propriedades básicas da eletricidade definem que a corrente elétrica: sempre tem que percorrer um caminho fechado; percorre o caminho que oferece menor resistência ao seu fluxo. Portanto, uma corrente de curto-circuito ao passar por terminais que não oferecem resistência ao seu fluxo resultará em graves consequências ao sistema elétrico. À vista disso, essas correntes devem ser previstas no projeto inicial, visando conhecer seus valores em diversos pontos do sistema.

Os cálculos das correntes de curto-circuito permitem que o projetista antecipe possíveis danos causados pelos defeitos, viabilizando a execução de medidas necessárias para reduzir os efeitos com a menor perturbação do sistema. Assim, servindo como base para projetar elementos para a rede capazes de suportarem as correntes de defeitos aos quais poderão ser expostos e também dimensionar os dispositivos de proteção que interrompam os circuitos defeituosos como disjuntores, fusíveis e relés.

2.4 Tipos de curto-circuito

Segundo Almeida (2000), em sistemas elétricos trifásicos e aterrados, os curtos-circuitos podem ser de quatro tipos.

- Curto-Circuito Trifásico;
- Curto-Circuito Fase-Terra;

- Curto-Circuito Bifásico;
- Curto-Circuito Bifásico-Terra

A análise dos níveis de curto-circuito é de grande relevância para o desenvolvimento do estudo de proteção em um sistema elétrico pois ambos estão conectados entre si.

2.4.1 Curto-circuito trifásico

Este tipo de falta é definido como o curto-circuito simultâneo entre todas as três fases do sistema, é o tipo mais severo de falta e ocorre com menor frequência. Como a rede é balanceada, analisa-se uma fase por vez, as outras duas fases carregam correntes idênticas, exceto pela diferença entre sua fase (SAADAT, 2002).

Para o cálculo dessa corrente, inicia-se modelando o sistema, como na Figura 04, e considera-se uma falta em uma das barras, para exemplo na barra 3. É possível encontrar as correntes de falta nas barras a partir da Equação (1). A resolução das impedâncias Z_X , Z_Y e Z_f são demonstradas pela obra do Zappe (2016).

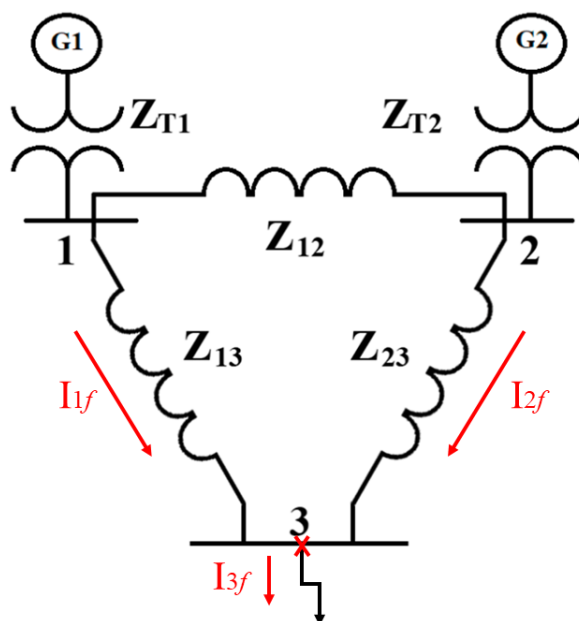
$$I_{3f} = \frac{V_{th}}{Z_{33} + Z_f}$$

$$I_{1f} = Z_Y I_{3f} \tag{1}$$

$$I_{2f} = Z_X I_{3f}$$

I_{1f}	Corrente de falta na barra 1 [A];
I_{2f}	Corrente de falta na barra 2 [A];
I_{3f}	Corrente de falta na barra 3 [A];
Z_f	Impedância de falta [Ω];
Z_X	Função de impedância conhecida do sistema;
Z_Y	Função de impedância conhecida do sistema;
Z_{33}	Impedância de Thévenin visto da barra 3 [Ω];
V_{th}	Tensão pré-falta na barra 3 [V];

Figura 04 – Sistema elétrico para análise de faltas simétricas.



Fonte: Autoria própria.

2.4.2 Curto-circuito fase-terra

A falta entre uma das fases de uma barra k e a terra pode ser modelada como mostrado na Figura 05. Por tratar-se de uma falta não simétrica, nem as correntes e nem as tensões das fases possuem simetria trifásica, portanto os cálculos não podem ser realizados para uma fase e replicado para as outras.

Para esse tipo de situação, como auxílio é utilizado o método das Componentes Simétricas. Esse método decompõe um sistema desequilibrado de fasores (correntes ou tensões) em três sistemas de fasores equilibrados girando no mesmo sentido do sistema original.

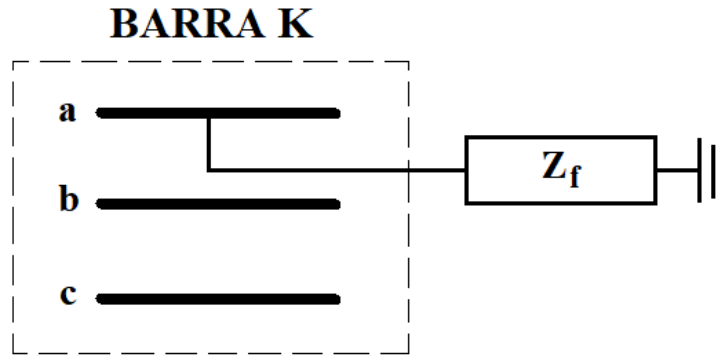
Sendo esses sistemas: componentes de sequência positiva, possuindo três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si, com a mesma sequência de fase que os fasores originais; componentes de sequência negativa, possuindo três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si, com a sequência de fase oposta à dos fasores originais; componentes de sequência zero, possuindo três fasores iguais em módulo, com defasagem nula entre si.

Para esse método é empregada a Equação (2), em que são calculadas as componentes simétricas da corrente de falta na fase em que ocorreu a falta.

$$I_k^0 = I_k^1 = I_k^2 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad (2)$$

- I_k^1 Componente de sequência positiva da corrente de falta na barra k [A];
 I_k^2 Componente de sequência negativa da corrente de falta na barra k [A];
 I_k^0 Componente de sequência zero da corrente de falta na barra k [A];
 V_k^{pf} Tensão pré-falta na barra k [V];
 Z_{kk}^n Impedâncias conhecidas das matrizes de impedância de cada sequência de componente simétrica [Ω];
 Z_f Impedância de falta [Ω].

Figura 05 – Modelagem de falta fase-terra em uma barra k.



Fonte: Autoria própria.

2.4.3 Curto-circuito fase-fase

A falta entre duas fases de uma barra k pode ser modelada como mostrado na Figura 06. Dispondo do Método das Componentes Simétricas é possível mostrar que as componentes simétricas das correntes de falta são dadas pela Equação (3).

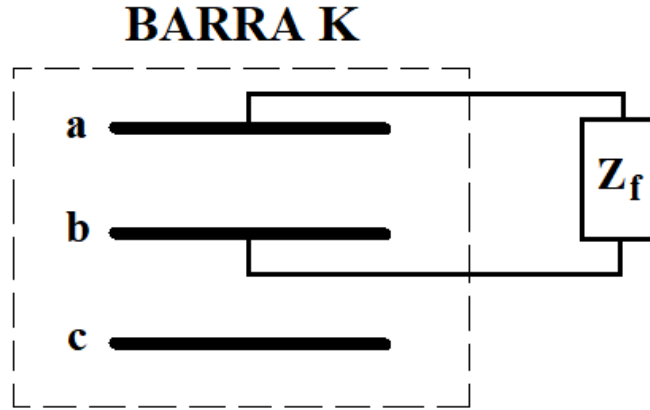
$$I_k^0 = 0$$

$$I_k^1 = -I_k^2 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \quad (3)$$

- I_k^n Componentes da corrente de falta na barra k [A];
 V_k^{pf} Tensão pré-falta na barra k [V];
 Z_{kk}^n Impedâncias conhecidas das matrizes de impedância de cada sequência de componente

Z_f simétrica [Ω];
Impedância de falta [Ω];

Figura 06 – Modelagem de falta fase-fase em uma barra k.



Fonte: Autoria própria.

2.4.4 Curto-circuito fase-fase-terra

A falta entre duas fases de uma barra k e a terra pode ser modelada como mostrado na Figura 07. Dispondo do Método das Componentes Simétricas é possível mostrar que as componentes simétricas das correntes de falta são dadas pela Equação (4) e a corrente de falta pela Equação (5).

$$I_k^0 = \frac{V_k^{pf} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f}$$

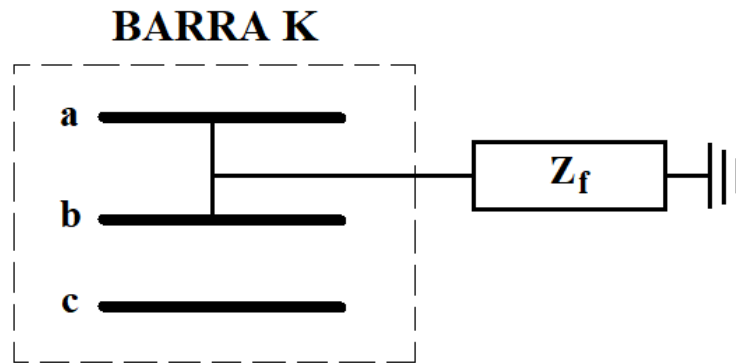
$$I_k^1 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^1 + \frac{Z_{kk}^2 (Z_{kk}^0 + 3Z_f)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f}} \quad (4)$$

$$I_k^2 = \frac{V_k^{pf} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^2}$$

$$I_k^f = I_k^b = I_k^c \quad (5)$$

I_k^n	Componentes da corrente de falta na barra k [A];
V_k^{pf}	Tensão pré-falta na barra k [V];
Z_{kk}^n	Impedâncias conhecidas das matrizes de impedância de cada sequência de componente simétrica [Ω];
Z_f	Impedância de falta [Ω];
I_k^f	Corrente de falta [A];
I_k^b	Corrente de falta na fase b [A];
I_k^c	Corrente de falta na fase c [A].

Figura 07 – Modelagem de falta fase-fase-terra em uma barra k.



Fonte: Autoria própria.

2.5 Proteção de sistemas elétricos

O sistema elétrico é responsável pelo fornecimento de energia elétrica para milhares de consumidores e está interligado com equipamentos de alto custo, em função disso um sistema de proteção bem dimensionado e corretamente instalado é de suma importância, servindo para evitar possíveis colapsos do sistema.

A proteção atua com dois grandes objetivos, sendo eles:

- Evitar que faltas no sistema, como o curto-circuito, possam danificar equipamentos e materiais;
- Promover o rápido reestabelecimento de energia, evitando danos aos consumidores e proporcionando qualidade no fornecimento da energia aos usuários.

Nesse tópico, serão apresentados os principais elementos da proteção de sistemas elétricos. As características mais detalhadas como equacionamentos matemáticos e minúcias de

funcionamento dos relés, devem ser consultadas em biografias específicas de proteção de sistemas elétricos (ANDERSON, 1995; MASON, 1968).

2.5.1 Filosofia da proteção de sistemas elétricos

No estudo da proteção dos sistemas elétricos existem as seguintes situações de operação do sistema:

- Situação normal de funcionamento;
- Situação anormal de funcionamento, como por exemplo, perda de sincronismo;
- Situação de curto-circuito.

Situação normal é quando o sistema elétrico está em pleno estado de funcionamento, como a ausência de falhas nos equipamentos de operação ou com faltas aleatórias.

Nas situações anormais de funcionamento podem ocorrer distúrbios na rede elétrica, mas sem apresentar aumento da corrente elétrica que atinja níveis de curto-circuito.

A ocorrência de um curto-circuito enquadra como a situação mais crítica de operação, podendo danificar severamente o sistema.

A proteção dos sistemas elétricos deve proporcionar, além da interrupção da eletricidade, com o objetivo de proteger linhas, barras e equipamentos, a possibilidade de monitorar dados com o intuito de se estudar posteriormente as causas das “faltas” ocorridas (COTOSCK, 2007).

O estudo de implementação da proteção elétrica de um sistema leva em consideração os seguintes aspectos (MASON, 1968):

- Econômico: atualmente, novos sistemas de proteção são implementados, utilizando-se relés microprocessados, porém, devido a fatores econômicos, os equipamentos eletromecânicos e estáticos que estão em funcionamento são mantidos;
- Propagação do defeito: evitar que o defeito possa atingir outros equipamentos da rede, causando danos a esses ou interferindo na operação normal do sistema elétrico.
- Tempo de inoperância: minimizar o tempo da não disponibilidade do fornecimento de energia elétrica.

2.5.2 Princípios fundamentais da proteção

Os relés de proteção monitoram as condições de operação do sistema elétrico, sendo os principais equipamentos do sistema de proteção. São os responsáveis por isolar de forma rápida o componente (equipamento, linha, barra) em que ocorreu a falta do restante do sistema, impedindo que o problema se alastre para outros elementos.

Como citado anteriormente, os relés devem indicar as informações necessárias, como localização da contingência, para viabilizar um rápido reparo na parte em falta e consequentemente um rápido religamento.

Para melhor análise da ocorrência da falta e do sistema de proteção, também se torna importante o registro das informações do relé atuante, como grandezas analógicas e digitais.

2.5.3 Definições usadas na proteção de sistemas

São apresentadas a seguir algumas definições adotadas por P. M Anderson (1995), que servem como base para melhor compreensão de proteção de sistemas utilizados nesse trabalho.

- Confiabilidade de proteção: É definida como probabilidade de funcionamento correto da proteção quando houver a necessidade de sua atuação. Para isso a proteção deve atuar adequadamente para uma falta dentro de sua zona de proteção e não deve atuar para uma falta fora de sua zona de proteção.
- Segurança na proteção: É uma expressão usada para identificar a habilidade de um sistema ou equipamento de deixar de operar desnecessariamente. Porém, assim como confiabilidade da proteção, o termo muitas vezes é usado para indicar que um sistema está operando corretamente.
- Sensibilidade na proteção: É a habilidade que um sistema tem de identificar uma situação de funcionamento anormal em que exceda o nível normal ou detectar o limiar em que a proteção deve atuar.
- Seletividade na proteção: É uma expressão associada ao arranjo dos dispositivos de proteção de forma que somente o elemento em falta seja retirado do sistema. Isto é, os demais elementos devem permanecer conectados ao sistema. A característica de seletividade restringe a interrupção somente dos componentes, do sistema, que estão em falta.

- Zona de proteção: São as regiões de sensibilidade. Na Figura 08, mostra-se um exemplo de zonas de proteção.
- Coordenação dos dispositivos de proteção: Determina os ajustes com o objetivo de conseguir a sensibilidade de coordenação entre os dispositivos de proteção, de forma que as proteções adjacentes só atuem no caso de falha das proteções responsáveis por prover proteção à zona específica.
- Falso desligamento: Este fato ocorre, quando o relé opera provocando o desligamento desnecessário em decorrência de uma falta fora da zona de proteção ou quando não há a ocorrência de falta.

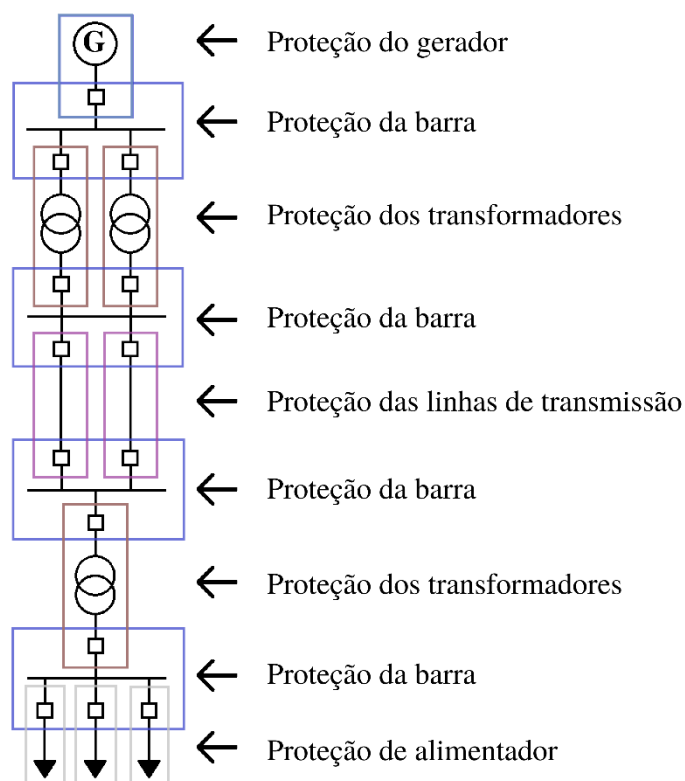
Em relação aos equipamentos de proteção, podem ser separados em dois grupos:

- Proteção primária ou principal;
- Proteção secundária ou de retaguarda.

Proteção primária ou proteção principal, refere-se à proteção em que o elemento seccionador se encontra na ligação entre dois elementos viabilizando a retirada somente do equipamento da falta em questão. Neste grupo de proteção, estabelecer-se-á uma zona de proteção em torno de cada elemento (COTOSCK, 2007).

Já a proteção secundária ou de retaguarda, refere-se a uma proteção ajustada para operar em caso de falta em que a proteção primária falhe e não atue. A proteção de retaguarda pode ser local, se estiver na mesma subestação da proteção primária, ou remota, se estiver em outra subestação.

Figura 08 – Zonas de Proteção de um sistema de transmissão.



Fonte: Autoria própria.

2.6 Relés

Em Netto (2008) define os relés como uma expressão clássica e designa os relés como “sentinelas silenciosas” do SEP. Essa declaração evidencia o caráter fundamental desses dispositivos: o monitoramento constante do sistema elétrico.

O relé é um dispositivo sensor que comanda a abertura do disjuntor quando surgem, no sistema protegido, condições anormais de funcionamento. Eles devem analisar uma variedade de parâmetros (corrente, tensão, potência, impedância, ângulo de fase) para estabelecer qual ação corretiva é necessária. Os parâmetros mais adequados para detectar a ocorrência de falta são as tensões e as correntes nos terminais dos equipamentos protegidos.

O principal objetivo do sistema de proteção é analisar o sistema para definir se a operação está dentro ou fora do padrão desejado. Para isso, o relé deve aferir os sinais e ser capaz de determinar se há alguma anormalidade para poder atuar corretamente na abertura do disjuntor,

retirando o elemento afetado pela falta da rede, impedindo que a perturbação se espalhe para o restante do sistema e comprometa os equipamentos ou a operação do mesmo.

Quanto a finalidade dos relés tem-se:

- Relés de proteção – responsável por comandar a abertura de um ou mais disjuntores quando detecta a existência de um defeito.
- Relés de monitoramento – verifica condições do SEP, como por exemplo, detectores de falta, monitores de canais de comunicação, etc.
- Relés de religamento – responsável pelo religamento de linhas de transmissão e distribuição.
- Relé regulador – é utilizado quando algum parâmetro de monitoramento do SEP desvia-se dos limites operacionais determinados, como por exemplo, relé regulador de tensão.
- Relé auxiliar – opera em resposta a decisão de funcionamento de outro relé, alguns exemplos de relé auxiliar são relés temporizadores, multiplicadores de contato, etc.
- Relé de sincronismo – assegura a existência de adequadas condições para realizar a interconexão entre dois SEPs distintos.

Quanto a tecnologia construtiva dos relés:

- Eletromecânicos – são construídos com predominância de elementos mecânicos acionados por acoplamentos elétricos e magnéticos.
- Estáticos – são construídos com dispositivos eletrônicos e não possuem elementos mecânicos móveis.
- Digitais – são relés eletrônicos gerenciados por um microprocessador e controlados por um software específico à proteção.

Neste trabalho serão enfocados apenas os relés de proteção, os quais são responsáveis por remover rapidamente do SEP qualquer elemento que esteja sob efeito de um curto-circuito ou submetido a alguma condição anormal de funcionamento que possa interferir no funcionamento do restante do sistema. A seguir serão apresentadas brevemente as tecnologias aplicadas aos relés de proteção.

2.6.1 Relés eletromecânicos

Os relés eletromecânicos são os pioneiros nos sistemas de proteção, sendo, portanto, a tecnologia precursora das demais aplicadas à proteção e estão em maior quantidade no sistema elétrico.

Pode-se definir o relé eletromecânico como sendo aquele no qual a operação lógica é produzida pelo movimento relativo dos elementos mecânicos, sob ação de uma grandeza elétrica nos circuitos de entrada (NETTO, 2008).

Uma proteção eletromecânica possui algumas características vantajosas, podendo-se citar:

- Durabilidade e robustez – com a devida manutenção, pode-se conseguir elevada vida útil.
- Tolerância a altas temperaturas – não representa fator crítico para o adequado funcionamento do mesmo.
- Baixa sensibilidade a surtos eletromagnéticos – é necessário que a energia associada a esse tipo de fenômeno seja relativamente alta para causar algum dano.
- Confiabilidade – em relação a sua atuação para as condições específicas.

Algumas desvantagens desse tipo de proteção são:

- Custo de instalação – uso de maior espaço físico e maior quantidade de cabos para compor o Sistema de Proteção (SP).
- Manutenção – exige mão de obra experiente e específica, além de haver dificuldade em encontrar peças de reposição.
- Limitação de funcionalidades – não é possível implementar características acessórias adequadas para enfrentar a crescente complexidade do SEP.

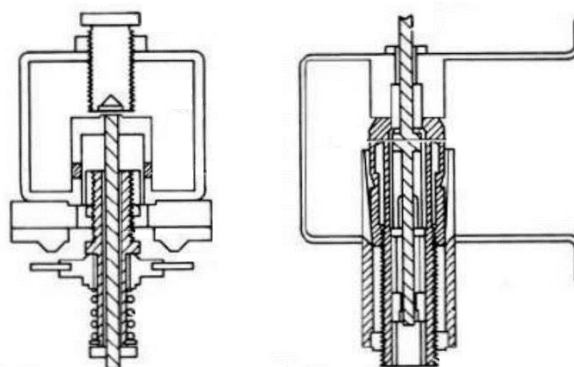
Os relés eletromecânicos podem ser divididos quanto ao seu princípio de funcionamento (ARAÚJO, 2005).

2.6.1.1 Relés de atração – armadura axial

Consiste de uma bobina solenoide que, energizada eletricamente, atrai para o seu interior um núcleo móvel de ferro. Esse núcleo móvel de ferro, quando é atraído, carrega consigo um

contato móvel, alinhado a um contato fixo na carcaça (NETTO, 2008). A Figura 9 ilustra este tipo de construção.

Figura 09– Relé de atração tipo axial.



Fonte: Adaptado de Elmore (2004).

O princípio de funcionamento dos relés de atração de armadura axial é baseado em eletromagnetismo e no uso de forças magnéticas para atuar o dispositivo. As características operacionais do tipo axial são determinadas em grande parte pelo formato do êmbolo, núcleo interno, estrutura magnética e projeto da bobina. São instantâneos pois não há atraso introduzido propositalmente. (ELMORE, 2004)

O relé possui uma bobina de excitação por onde a corrente do circuito passa. Essa bobina é enrolada ao redor de um núcleo de ferro maciço, o que aumenta a intensidade do campo magnético gerado quando a corrente flui pela bobina.

Dentro da bobina de excitação, há uma armadura axial (uma peça móvel) que é feita de material ferromagnético. A armadura é projetada para se mover axialmente (ao longo do eixo da bobina) quando uma força magnética é aplicada a ela e está conectada a um conjunto de contatos elétricos. Quando a armadura é atraída para a bobina devido ao campo magnético, ela move-se em direção aos contatos.

Em condições normais, a armadura fica em uma posição de repouso, afastada dos contatos. Isso mantém o circuito elétrico aberto. Quando ocorre um evento anormal, como um curto-circuito, a corrente na bobina de excitação aumenta significativamente. Isso cria um campo

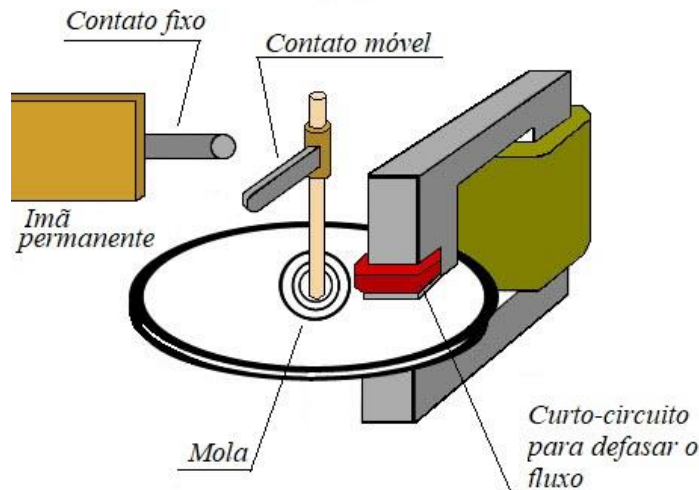
magnético mais forte, o que resulta em uma atração magnética maior sobre a armadura. A armadura é puxada com força para os contatos, fechando o circuito elétrico.

Quando os contatos se fecham devido à atração da armadura, um sinal é enviado para os dispositivos de proteção e de manobra, que atuam para desligar a alimentação do circuito defeituoso.

2.6.1.2 Relés de indução – disco de indução

Consiste de um disco condutor, geralmente de alumínio, que se movimenta por indução em torno de um eixo no entreferro de um núcleo magnetizado, pela passagem de corrente na bobina que o envolve. O fluxo produzido no entreferro é dividido em duas componentes defasadas pela colocação de anéis de cobre que envolvem parte de cada face do polo no entreferro. Fixado ao mesmo eixo move-se um contato em direção ao outro, fixo na estrutura do relé (NETTO, 2008). A Figura 10 ilustra este tipo de construção.

Figura 10 – Relé do tipo disco de indução.



Fonte: Adaptado de Eletrical4U (2020).

O princípio de funcionamento desses relés é baseado na indução eletromagnética e na criação de forças que agem sobre um disco de metal, o qual, por sua vez, aciona os contatos do relé.

O relé é composto por uma bobina de excitação que está disposta em torno do núcleo de ferro. Esta bobina é percorrida por uma corrente elétrica do circuito a ser protegido. O disco de

indução é uma peça de metal livre para girar em torno de um eixo central. Ele é colocado próximo à bobina de excitação, mas não está eletricamente conectado a ela.

Quando a corrente flui pela bobina de excitação, um campo magnético é gerado em torno da bobina. Esse campo magnético varia de acordo com a magnitude e direção da corrente elétrica. De acordo com a lei da indução eletromagnética de Faraday, a variação de um campo magnético próximo a um condutor (o disco de metal) induz uma corrente elétrica no condutor.

A corrente induzida no disco de metal cria forças eletromagnéticas que agem sobre ele. Essas forças dependem da direção da corrente no circuito em relação à direção do fluxo magnético gerado pela bobina de excitação. As forças eletromagnéticas fazem com que o disco de metal gire. A direção e a magnitude do movimento do disco dependem da direção da corrente e da polaridade do campo magnético induzido.

O disco de metal está conectado a um mecanismo que aciona os contatos elétricos do relé. Conforme o disco gira, ele pode fechar ou abrir os contatos, dependendo da direção do movimento. Em função disso os relés de indução de disco são projetados para fechar os contatos apenas quando a corrente flui em uma direção específica, o que os torna úteis para proteção direcional.

2.6.2 Relés estáticos

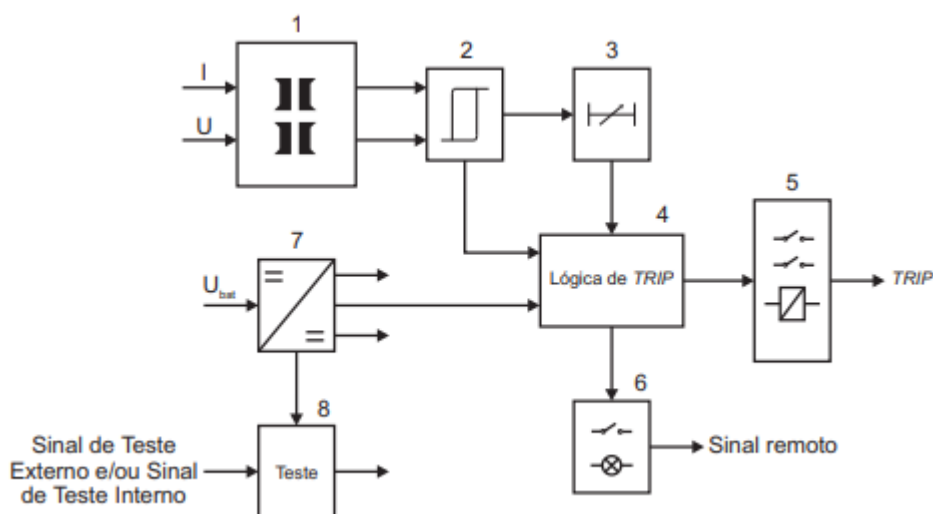
A evolução do SEP sob o ponto de vista da complexidade das interligações, aumento dos níveis de curto-circuito e demanda por melhor desempenho motivou a pesquisa pela melhoria na concepção dos relés de proteção, com foco em velocidade de atuação, seletividade, estabilidade e sofisticação de suas características gerais (Araújo, 2005).

Na década de 1960 começaram as experimentações em relação a construção de relés de proteção baseados em componentes eletrônicos, sendo que na década de 1970 sua utilização tornou-se intensa (Maezono, 2003).

O termo estático surge da comparação com os relés eletromecânicos que possuíam partes móveis, sendo que o relé estático é caracterizado pela ausência de elementos mecânicos móveis (Kindermann, 2006).

No âmbito de utilização, os relés estáticos são aplicados do mesmo modo que os eletromecânicos na composição de um sistema de proteção. A Figura 11 ilustra a composição genérica e elementar para os relés estáticos.

Figura 11 –Diagrama de blocos de um relé estático genérico.



Fonte: Ungrad (1995)

As variáveis de entrada (I) e/ou (U) são enviadas para o bloco 1, onde ocorre o ajuste dos sinais de entrada para valores adequados a serem utilizados pelos circuitos eletrônicos posteriores. Esse bloco também fornece isolamento galvânica entre os próximos circuitos e o sistema elétrico.

Os valores de saída do bloco 1 são comparados com os valores de referência no bloco 2, o qual terá sua operação ativada se os valores de referência forem ultrapassados, e então, a saída gerada iniciará o bloco temporizador (3).

O bloco (2) também envia a saída gerada para o bloco lógico (4), o qual avalia se o valor continua ativo após o tempo determinado no bloco (3) ter expirado. Caso isso ocorra os blocos (5), de *Trip*¹ e (6), de sinalização, serão ativados. O bloco (7) fornece a alimentação auxiliar para o relé estático. Já o bloco (8) é utilizado nas rotinas de teste.

A proteção estática possui algumas características vantajosas, podendo-se citar:

- Maior velocidade – consequência direta da ausência de partes mecânicas móveis.
- Baixo consumo – representam uma carga menor para os Transformadores de Correntes (TCs).

¹ Sinal de natureza elétrica enviado por uma função de proteção a um disjuntor de alta tensão para promover sua abertura.

- Facilidade de manutenção – tornou-se mais simples e direta.
- Confiabilidade – obtida em função da construção modular.

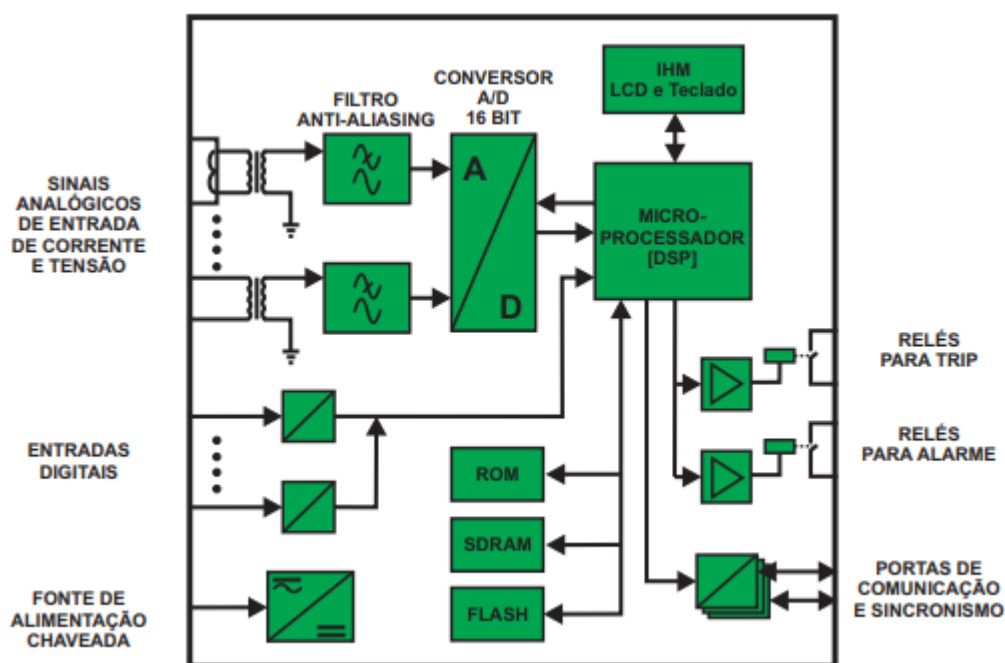
Algumas desvantagens desse tipo de proteção são:

- Maior sensibilidade a surtos – componentes eletrônicos são danificados com quantidades menores de energia associada a um surto se comparados com os relés eletromecânicos.
- Envelhecimento – possuem alguns elementos constituintes com vida útil reduzida, como os capacitores eletrolíticos por exemplo.
- Influência do meio ambiente – a temperatura e a umidade passam a ser fatores de influência sobre o funcionamento desses equipamentos, devido a tolerância dos mesmos a esses fatores.

2.6.3 Relés digitais

Os relés digitais tiveram sua primeira utilização por volta da década de 1960. Na década seguinte houve um expressivo desenvolvimento de *hardware* e dos algoritmos de proteção, gerando resultados promissores em relação ao seu desempenho, sendo tão bom quanto das tecnologias utilizadas até o momento. A tecnologia digital tornou-se a base da maioria dos sistemas de uma subestação. A Figura 12 ilustra o aspecto construtivo geral dos relés digitais.

Figura 12 –Arquitetura de um relé digital.



Fonte: Bulgarelli (2006).

Resumidamente, pode-se dizer que esses equipamentos se comportam da seguinte forma (Bulgarelli; Senger, 2006):

Os sinais de entrada de corrente e de tensão são condicionados e isolados através de TPs e TCs. Os sinais analógicos isolados são filtrados através de filtros passa baixa, utilizando-se filtros analógicos, de forma a minimizar o efeito de *aliasing* produzido por harmônicas e ruídos em faixas de elevadas frequências acima da frequência de amostragem, de acordo com o Critério *Nyquist* ou Teorema da Amostragem.

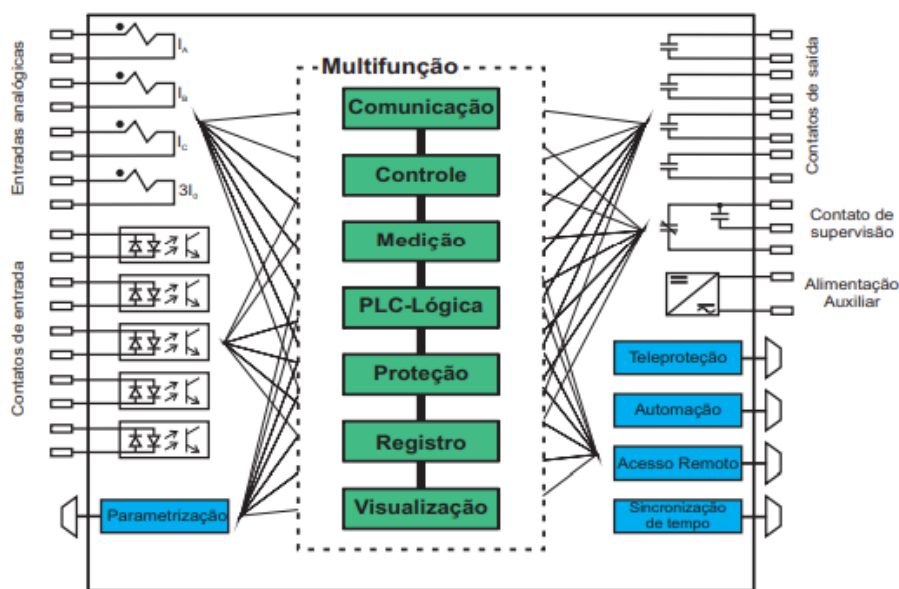
Após a filtragem analógica, os sinais são então amostrados e convertidos em dados digitais através do Conversor Analógico/Digital (A/D), que atualmente possuem resolução de 16 bits, adequadas à faixa dinâmica de correntes normalmente existentes em sistemas elétricos de potência. O *Digital Signal Processor* (DSP) processa os dados digitais convertidos e executa os algoritmos de proteção existentes, carregados em memórias do tipo FLASH. Os dados intermediários, gerados durante os cálculos, são armazenados em memórias do tipo *Synchronous Dynamic RAM* (SDRAM).

O processador digital é responsável pela execução da lógica e das funções de entrada/saída. Os circuitos de entrada digital fornecem ao processador de sinal o valor do status dos respectivos contatos. Os circuitos das saídas digitais do relé, através dos seus contatos, executam as funções de alarme e de *trip* do relé.

A Figura 13 ilustra as características dos relés digitais de proteção a partir de um ponto de vista funcional. Nota-se que além de realizar a sua função de integralizar o sistema de proteção, o relé digital tem a capacidade de execução de diversas tarefas no contexto do SEP.

Os valores de entrada e/ou saída, providos por qualquer uma das vias de acesso do equipamento, entradas e/ou saídas digitais, interfaces de comunicação e valores analógicos de medida, podem ser utilizadas por qualquer uma das funcionalidades componentes dos relés digitais a qualquer momento. Essa característica multifuncional é importante pois o diferencia das tecnologias precedentes aplicadas na construção de relés de proteção e traz um novo modo de pensar e operar o sistema de proteção.

Figura 13 –Funcionalidades genéricas de um relé de proteção digital.



Fonte: Reichenbach (2001)

Os relés de proteção digitais, como mostrado na Figura 14, possuem diversas funcionalidades, entre elas: medições, status, registro de eventos, oscilografias, tendências de grandezas, relatório de faltas, comunicações e as funções de proteção. Será apresentado um breve resumo das funções de um relé digital a seguir.

Figura 14 –Relé de proteção digital GE Multilin UR



Fonte: Catálogo Utili, 2022

- Medição – capacidade de ler e mostrar os valores de corrente e tensão por fase com magnitude e ângulo, valores de potência ativa, reativa, aparente e fator de potência.
- Status – possibilidade de visualização de diversos status: disjuntores, seccionadoras, entre outros.
- Registro de Eventos – capacidade de entregar uma lista de todos os eventos registrados com data e hora.
- Oscilografias – gera formas de onda quando algum dispositivo de proteção é acionado, inclusive com informações de pré-falta.
- Tendências de grandezas – usuário pode definir intervalos de tempo para a geração automática de gráficos de medições.
- Relatórios de Falta – alguns relés são capazes de, no relatório de falta, mostrar informações como correntes e tensões pré-falta e falta e a localização da mesma, caso sejam fornecidos os dados da linha como: comprimento da linha e impedância de sequência zero, positiva e negativa.
- Comunicações – os relés de proteção digitais possuem diversos meios de comunicação, sendo os mais utilizados: RS232, RS722, RS485 e Ethernet (RJ45 e fibras ópticas). E disponibilizam vários protocolos de comunicação, entre eles: Modbus, RTU, DNP 3.0 IEC61850, Profibus, Profinet, Devicenet, entre outros.

- Funções de Proteção – um único relé de proteção digital pode fornecer várias funções de proteção e para todas as fases que estão sendo medidas, diferenciando-os de relés eletromecânicos, que realizam poucas funções e utilizam um relé para cada fase.

O desenvolvimento da tecnologia microeletrônica, somado a uma baixa relação custo/benefício, alto nível de confiabilidade e flexibilidade de programação, tem incentivado o aumento do uso de relés de proteção digitais nas indústrias e concessionárias.

Diversas funções de proteção e controle, agrupadas em um único dispositivo, permitem o desenho de painéis de comando compactos e a criação de esquemas de proteção específicos compostos pela associação de duas ou mais funções de proteção (SOARES; VIEIRA, 2008).

Uma proteção digital possui algumas características vantajosas, dentre elas pode-se citar:

- Auto checagem e confiabilidade – detecta imediatamente possíveis falhas ao monitorar continuamente os subsistemas de *hardware* e *software*;
- Integração de sistemas digitais – em razão da maior integração entre seus componentes, os sistemas digitais permitem maior flexibilidade e velocidade na obtenção das informações registradas pelos equipamentos;
- Flexibilidade funcional e adaptabilidade – os relés digitais permitem a alteração dos seus parâmetros de configuração de acordo com a topologia da rede.

Algumas desvantagens desse tipo de proteção são:

- Sensibilidade a surtos – necessitam de proteção especial contra surtos e interferências eletromagnéticas.
- Sensibilidade a temperatura – sensíveis a altas temperaturas, necessitam, portanto, de dispositivos especialmente desenvolvidos para essa condição.
- *Software* não portátil – os algoritmos desenvolvidos para um *hardware* específico, em geral, não são aplicáveis a outro.
- Adoção relativamente recente aos sistemas de proteção do SEP – o sistema de proteção ainda está se adaptando à utilização dos relés digitais, implicando em uma atualização de profissionais desta área.

2.6.4 Relé de sobrecorrente (função 50/51)

Os relés de sobrecorrente normalmente possuem duas unidades: a temporizada (função 51) e a instantânea (função 50). A grandeza de atuação é a corrente elétrica do sistema. O acionamento ocorrerá quando o valor desta corrente ultrapassar a corrente mínima ajustada, sendo o relé sensibilizado e mandando um sinal de comando de abertura para o disjuntor, isolando a parte defeituosa do sistema.

O relé detecta valores altos de corrente causados por falta entre as fases ou entre uma ou mais fases e a terra. A proteção é baseada no nível de curto-circuito e terá sua atuação definida por um gráfico formado pela sobreposição de curvas de tempo inverso e curvas de tempo definido.

2.6.4.1 Ajustes de relé de corrente

Os relés possuem uma ampla faixa de ajuste, essa diversidade os torna adaptáveis a vários tipos de circunstâncias. Os relés digitais são ajustados via computador pessoal sob controle do usuário ou através do painel frontal com display integrado.

A unidade instantânea normalmente tem seus contatos ligados em paralelo com os contatos da unidade temporizada e sua bobina ligada em série com esta unidade, sendo assim, a regulação da função 51 irá influenciar no ajuste da corrente instantânea.

Portanto, primeiro deve-se realizar o ajuste da unidade temporizada. Normalmente são dois os parâmetros de ajuste: o ajuste de corrente e o ajuste de tempo.

Ao realizar o ajuste de corrente deve-se levar em consideração que o relé não deve operar para a condição de carga máxima admitida, já que normalmente todo equipamento durante seu funcionamento pode ser carregado acima de sua capacidade nominal por alguns instantes. A partir disso, seleciona-se a corrente de ajuste pela Equação (6), que considera uma sobrecarga admissível K_f .

$$I_{tf} = \frac{K_f * I_n}{RTC} \quad (6)$$

- I_{tf} Corrente de ajuste da unidade temporizada [A];
- K_f Valor de sobrecarga admissível;
- I_n Corrente nominal do equipamento ou corrente do circuito a ser protegido [A];
- RTC Relação de transformação do transformador de corrente.

O tempo de atuação do relé varia de acordo com as curvas características. A determinação do tempo de ajuste do relé varia com o plano de coordenação previsto. No entanto, deve-se manter uma diferença mínima de 0,4 segundos entre os tempos de operação de dois relés funcionando em cascata.

Esse tempo é considerando o tempo próprio de operação do disjuntor, (aproximadamente 0,13 segundos), tempo de atuação do relé (aproximadamente 0,10 segundos) e o tempo de segurança do projeto (em torno de 0,17 segundos).

Outro ponto a ser levado em consideração é a corrente térmica do transformador de corrente, que é a máxima corrente que o transformador pode conduzir continuamente sem que sejam excedidos os limites de elevação de temperatura definidos por norma. Sendo assim, a corrente de acionamento não deve ultrapassar esse valor, ficando resguardada a integridade do equipamento quanto aos efeitos térmicos.

Após o ajuste da unidade temporizada, realiza-se o ajuste da unidade instantânea. Como esta função atuará imediatamente de acordo com o ajuste de tempo após a sua sensibilização, deve-se levar em consideração a assimetria da corrente de curto-circuito que ocorre nos seus primeiros ciclos.

Para isso são necessários alguns pontos de atenção:

- A corrente mínima de acionamento deve ser inferior à menor corrente assimétrica de curto-circuito no trecho protegido pelo disjuntor.
- A corrente mínima de acionamento deve ser superior à corrente de magnetização do transformador.

Portanto ao se realizar o ajuste, considera-se um Fator de Assimetria (F_a) para a corrente de curto-circuito ao se calcular o fator de ajuste da unidade instantânea, como pode ser visto na Equação (7). O Fator de Assimetria pode ser calculado com base na razão $\frac{X}{R}$ do sistema, como descrito por IEEE (2018).

$$F < \frac{I_{cc} * F_a}{I_{atf}} \quad (7)$$

- F Fator de ajuste da unidade instantânea;
 I_{cc} Corrente de curto trifásica ou de partida da carga[A];
 F_a Fator de assimetria;
 I_{atf} Corrente de acionamento da unidade temporizada [A].

Esse fator de ajuste deve ser menor que a corrente de curto-circuito e normalmente o valor adotado deve estar entre 60% e 90% do valor calculado. Após a definição do fator de ajuste, calcula-se a corrente de ajuste da unidade instantânea baseada na corrente de ajuste da unidade temporizada, demonstrada na Equação (8).

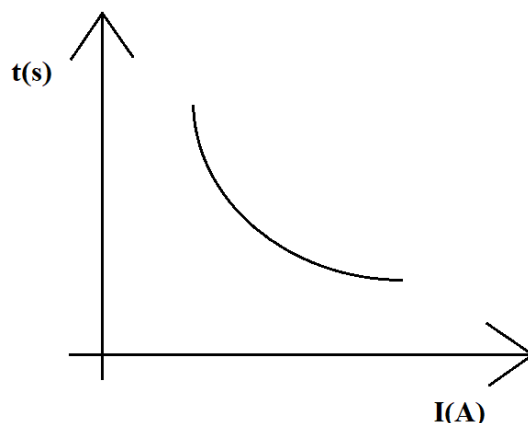
$$I_{if} = F * I_{tf} \quad (8)$$

- I_{if} Corrente de ajuste da unidade instantânea de fase [A];
 F Fator de ajuste da unidade instantânea;
 I_{tf} Corrente de ajuste da unidade temporizada [A].

2.6.4.2 *Curvas características*

Quanto ao tempo de atuação, os relés de sobrecorrente possuem curvas características. A função de sobrecorrente temporizada tem como base as curvas de tempo inverso (o tempo de atuação do relé é inversamente proporcional ao valor da corrente), ou tempo definido (tempo de atuação igual para todos os valores de corrente maior que o valor ajustado), enquanto a função de sobrecorrente instantânea é baseada apenas na curva de tempo definido.

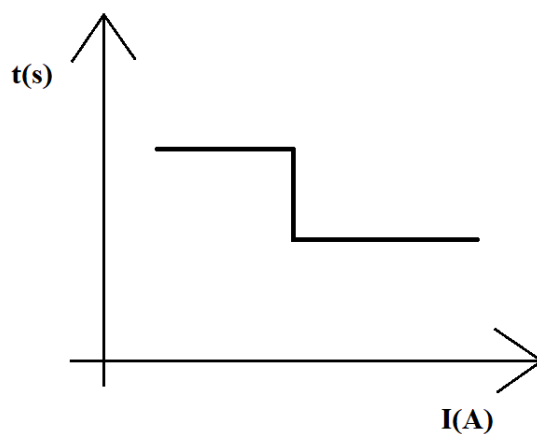
Figura 15 –Curvas características de tempo inverso.



Comportamento de atuação de um relé com curva característica de tempo inverso.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 15 está evidenciado o comportamento da curva de atuação de um relé com característica de tempo inverso, podendo ser observado que quanto maior o valor de corrente lido, menor será o tempo de atuação, possuindo um tempo de atuação inversamente proporcional ao valor da corrente.

Figura 16 –Curvas características de tempo definido.



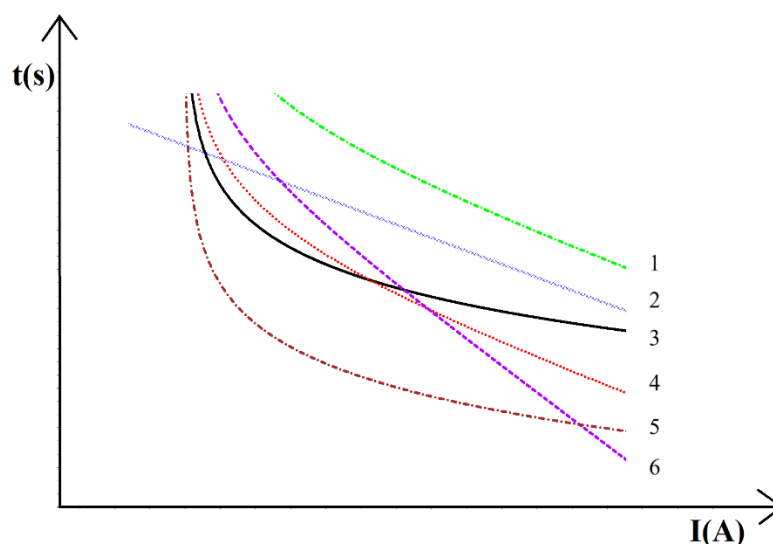
Comportamento de atuação de um relé com curva característica de tempo definido.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 16 está evidenciado o comportamento da curva de atuação de um relé com característica de tempo definido, podendo ser observado que, após ultrapassado o valor de ajuste da corrente de acionamento, o tempo de atuação é o mesmo independentemente do valor da corrente lida, possuindo o tempo de atuação independente do valor da corrente.

As curvas de tempo inverso podem ser classificadas em seis grupos: Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI), Inversa Longa (IL), Inversa Curta (IC), Térmica I_xT (TI_xT), Térmica I^2xT (TI^2xT).

- **Normalmente Inversa (NI)** – O tempo de operação dessas curvas é inversamente proporcional ao valor de atuação. São normalmente empregadas em sistemas elétricos em que o valor da corrente de curto-circuito que passa no relé depende muito da capacidade do sistema de geração.
- **Muito Inversa (MI)** – Essas curvas são mais acentuadas que as curvas NI. São mais aplicadas em sistemas em que a corrente de curto-circuito vista no ponto de instalação do relé depende essencialmente da localização do defeito. Tem aplicação indicada nos sistemas de suprimento das concessionárias de distribuição de energia elétrica.
- **Extremamente Inversa (EI)** – São as curvas mais acentuadas entre todas as curvas. Esses relés são empregados na proteção de alimentadores de distribuição primária onde são utilizados elos fusíveis e religadores de distribuição, devido à similaridade das curvas temporizadoras.
- **Inversa Longa (IL)** – Esses relés se caracterizam por apresentar uma família de curvas que permite uma longa temporização, eliminando a atuação do disjuntor em sobrecargas elevadas, como na partida de motores de indução, para os quais são apropriadamente utilizados como elementos de proteção, ou ainda uma sobrecarga moderada, mas de tempo elevado.
- **Inversa Curta (IC)** – Relés que apresentam uma família de curvas que permite um baixo tempo de operação da unidade temporizada, eliminando possíveis danos nos equipamentos e circuitos que protegem.
- **Térmica I_xT e Térmica I^2xT (TI_xT e TI^2xT)** – São empregados em relés digitais destinados à proteção de máquinas térmicas, tais como motores, geradores e transformadores.

Figura 17 –Curvas de temporização de relés de sobrecorrente.



Na imagem estão representadas as curvas características: 1 - Inversa Longa (verde); 2 - Térmica IxT (azul); 3 - Normalmente Inversa (preto); 4 - Muito Inversa (vermelho); 5 - Inversa Curta (marrom); 6 - Extremamente Inversa (roxo).

Fonte: Autoria própria.

A Figura 17 exemplifica graficamente as curvas citadas sendo: a curva 1 (em verde) representando uma curva Inversa Longa; a curva 2 (em azul) uma curva Térmica IxT; a curva 3 (em preto) uma curva Normalmente Inversa; a curva 4 (em vermelho) uma curva Muito Inversa; a curva 5 (em marrom) uma curva Inversa Curta; a curva 6 (em roxo) uma curva Extremamente Inversa.

A Tabela 01 apresenta as equações das curvas características de acordo com a IEC 60225.

Tabela 01 – Tipos de curva do relé de sobrecorrente.

Tipo de Curvas	Equação
Normalmente Inversa	$T = \frac{T_{MS} * 0,14}{\left(\frac{I_m}{I_{atf}}\right)^{0,02} - 1}$
Muito Inversa	$T = \frac{T_{MS} * 13,5}{\frac{I_m}{I_{atf}} - 1}$
Extremamente Inversa	$T = \frac{T_{MS} * 80}{\left(\frac{I_m}{I_{atf}}\right)^2 - 1}$

Tipo de Curvas	Equação
Inversa Longa	$T = \frac{T_{MS} * 120}{\frac{I_m}{I_{atf}} - 1}$
Inversa Curta	$T = \frac{T_{MS} * 0,05}{\left(\frac{I_m}{I_{atf}}\right)^{0,04} - 1}$
Térmica IxT	$T = \frac{T_{MS} * 60}{\frac{I_m}{I_{atf}} - 1}$
Térmica I ² xT	$T = \frac{T_{MS} * 540}{\left(\frac{I_m}{I_{atf}}\right)^2 - 1}$

Onde:

T Tempo de atuação da unidade temporizada [s];

T_{MS} Ajuste do multiplicador de tempo [s];

I_m Corrente máxima admitida no circuito, que pode ser uma corrente de sobrecarga ou de curto-circuito [A];

I_{atf} Corrente de acionamento da unidade temporizada [A];

2.7 Tipos de proteção

Nesse subcapítulo serão abordados sobre alguns tipos de proteção de sistema elétrico: a proteção de sobrecorrente, que pode ser dividida em não direcional, direcional, de distância, diferencial, proteção de sobretensão e falhas de disjuntor. Para isso, também serão abordados os equipamentos relacionados com cada tipo de proteção: os relés de sobrecorrentes direcionais, não direcionais, de distância, diferenciais, relés de sobretensão e disjuntores.

Destes citados, o trabalho tem maior enfoque nos relés de sobrecorrente não direcionais, sendo assim os demais tipos e equipamentos de proteção possuem apenas uma breve explicação.

2.7.1 Proteção de sobrecorrente não direcional

Todos os segmentos dos sistemas elétricos normalmente utilizam a chamada proteção de sobrecorrente. Sendo considerada a proteção básica da linha de transmissão, a mais simples e barata, sua implementação requer uma considerável rapidez de substituição ou reajustes, de acordo com a modificação do sistema.

Deve-se utilizar relés de sobrecorrente, com funções [50/51], os quais podem ser usados para proteger qualquer elemento do sistema, e respondem de acordo com a amplitude de sua corrente.

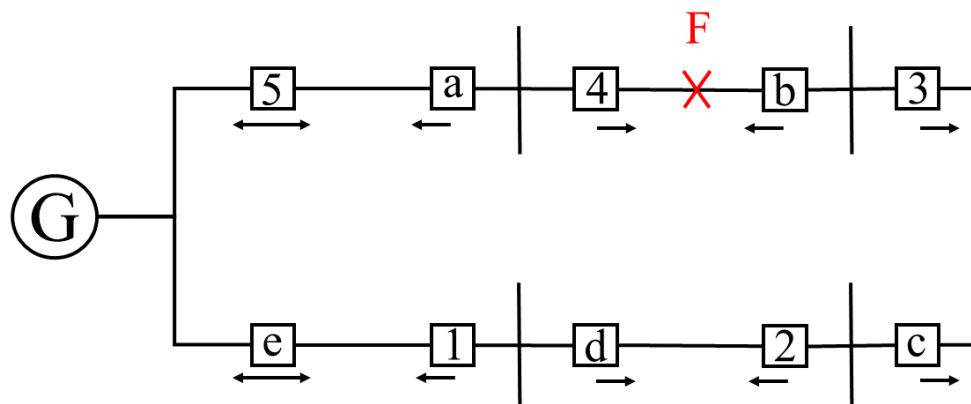
A proteção que utiliza os relés de sobrecorrente não direcionais é chamada simplesmente de proteção de sobrecorrente. É aplicada em grande parte dos níveis de tensão, podendo ser empregadas sozinhas – como ocorre em linhas de distribuição radiais – ou associadas a outros tipos de proteção de linha (proteção de distância, proteção direcional e proteção diferencial).

2.7.2 Proteção de sobrecorrente direcional

Quando duas subestações são conectadas de maneira em que cada subestação é uma fonte de geração, isso possibilita que o fluxo de corrente ocorra em mais de um sentido. Situações como essa, em que ocorre o fluxo de corrente em pelo menos dois sentidos de uma linha de transmissão, devem ser empregados os relés direcionais, função [67].

Como exemplo na Figura 18, o tempo de atuação dos relés devem ser coordenados como $T_5 > T_4 > T_3 > T_2 > T_1$, corrente no sentido horário, e $T_e > T_d > T_c > T_b > T_a$, corrente no sentido anti-horário. Observa-se que o sistema é seletivo, pois uma falta em qualquer trecho será eliminada pela ação de dois relés mais próximos desta. Assim a falta em F será extinguida pela atuação dos relés 4 e b.

Figura 18 – Exemplo de proteção utilizando relés de sobrecorrente direcional.



Fonte: Autoria própria.

Para definir com maior precisão a utilização do relé de sobrecorrente direcional devem-se observar os seguintes critérios (Silva, 2020):

- Proteção instantânea: ocorre quando a corrente inversa é superior a 80% da corrente que deve fluir no sentido normal;
- Proteção temporizada: quando a corrente inversa é superior a 25% da corrente que flui em sentido normal.

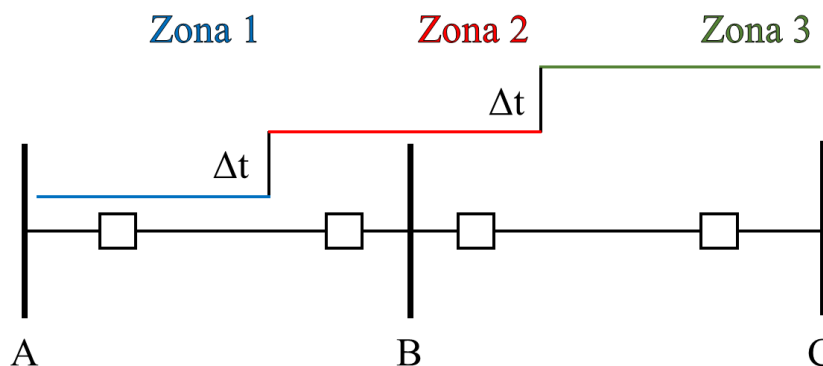
2.7.3 Proteção de sobrecorrente de distância

A utilização da proteção de distância, função [21], tornou-se extra para as redes de média tensão e com alimentação multilateral e para as redes de alta tensão. Quando ocorre algum defeito no trecho protegido, tem-se garantido uma ação rápida de desligamento e proteção das barras e linhas vizinhas fazendo uso das demais zonas de ajustes disponíveis.

Sendo assim uma proteção temporizada em que o ajuste não é unicamente em função da corrente, mas também da impedância, comparando a corrente local com a tensão local na fase correspondente.

O tempo de atuação é definido pelas Zonas, tendo uma diferença de tempo de atuação de uma para a outra, com um tempo menor mais próximo do relé, e tempos maiores para as zonas mais distantes, como pode ser observado pela Figura 19.

Figura 19 – Exemplo de atuação de um relé de sobrecorrente de distância.



Fonte: Autoria própria.

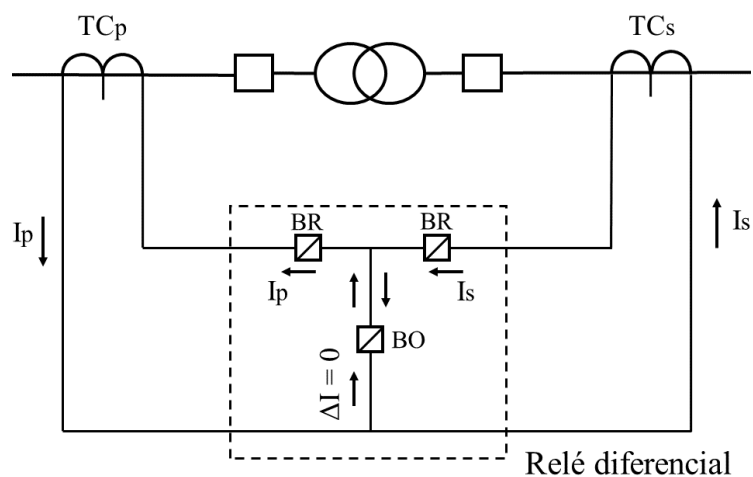
Os relés de distância devem ser utilizados quando o relé de sobrecorrente não direcional estiver lento ou não seletivo. Esses relés são menos afetados pela amplitude da corrente e alterações na configuração do sistema.

2.7.4 Proteção de sobrecorrente diferencial

Para esse tipo de proteção utiliza-se o relé de sobrecorrente diferencial, função [87], posicionando-os nas duas extremidades do elemento que se quer proteger, utilizando meios de comunicação como fio piloto, transmissão a rádio ou fibra ótica.

A base de funcionamento desse tipo de relé pode ser observada na Figura 20, esses dispositivos comparam as correntes que circulam entre eles, para permitir o funcionamento no tempo esperado. Caso haja diferença de módulo entre essas correntes, o relé envia um sinal de atuação para um disjuntor, desligando o sistema.

Figura 20 – Base de funcionamento de um relé de sobrecorrente diferencial.



Fonte: Autoria própria.

Esse tipo de proteção pode atuar em faltas desequilibradas, com fluxo de corrente inferior ao da carga.

2.7.5 Proteção de sobretensão

As linhas de transmissão estão sujeitas a elevados níveis de sobretensão, podendo ser causado por eventos naturais ou pelo desequilíbrio entre a quantidade de energia que está sendo injetada na rede e a quantidade de energia que está sendo consumida.

Para a proteção contra sobretensões, deve ser utilizado o relé de sobretensão instantâneo e temporizado, função [59]. Para estabelecer o ajuste desses relés, são indispensáveis os estudos elétricos em regime dinâmico, com simulações de abertura de linhas, e observar os níveis de tensão nas barras.

2.7.6 Falhas de disjuntor

O disjuntor é um equipamento constituído de muitas peças mecânicas fixas e móveis, além de fios, relés auxiliares, etc, como pode ser observado na Figura 21. Sendo assim, estão sempre sujeitos a diversos tipos de falhas que, segundo Caminha (1977), podem ser classificadas como:

- Falhas mecânicas: podem surgir por desgastes prematuros ou naturais dos componentes, causados por falhas de manutenção ou dimensionamento

inadequado. As falhas mecânicas mais recorrentes são: quebra da alavanca de manobra, ruptura das molas de abertura e fechamento, ruptura de pinos, parafusos, etc, colagem dos contatos principais e auxiliares ou falha de vedação das câmaras de extinção de arco.

- Falhas elétricas: esse tipo de falha pode aparecer devido ao desgaste natural ou prematuro dos componentes eletromecânicos, ocasionando: baixa da rigidez dielétrica do óleo isolante na câmara de extinção de arco, baixa pressão na câmara de SF₆, perda de pressão negativa da câmara de vácuo, ruptura da bobina de abertura do disjuntor, ruptura de contatos elétricos.

Os disjuntores são elementos fundamentais na confiabilidade de um sistema de proteção, e pelo descrito acima, pode-se observar que eles estão sujeitos a variados tipos de falhas. Portanto, é necessário utilizar estratégias adequadas para garantir a proteção do sistema quando essas falhas ocorrerem.

Figura 21 – Disjuntor de média tensão



Fonte: Catálogo WEG, 2022

A proteção de falhas no disjuntor é obtida pela combinação dos relés de sobrecorrente, transferindo a função da abertura do trecho da rede em falta para os disjuntores instalados mais próximos.

2.8 Seletividade e coordenograma

Antes de tudo é necessário definir o que é coordenação e seletividade. A coordenação está ligada ao conceito de uma colaboração entre as partes e uma sequência de funções, e aplicando a sistemas de proteção significa ajustar os parâmetros dos equipamentos visando garantir que para uma falta em um determinado ponto do sistema elétrico, os relés atuem de forma coordenada, com os mais próximos à falta atuando antes que os demais, isolando e erradicando a falta.

A seletividade está vinculada ao conceito de coordenação e representa a capacidade do sistema de proteção de, na ocorrência de uma falta, “selecionar” a parte do sistema de potência a ser isolado.

Surge-se então o método de coordenação seletiva, melhorando a confiabilidade da proteção. O método limita a falta de energia ao ramo do sistema elétrico no qual ocorreu o problema, sem a necessidade de eliminar outras áreas do sistema. Diante da ocorrência de uma falta em um ponto, apenas uma pequena parte do sistema de potência ao redor deste ponto será isolado pela atuação do dispositivo de proteção de sobrecorrente mais próximo, garantindo que as faltas não se encaixem em cascata e mantendo o restante do sistema funcionando sem interrupção.

Garantir a coordenação e a seletividade do sistema de proteção é uma das tarefas mais difíceis no planejamento do mesmo, principalmente em sistemas malhados, que possuem uma confiabilidade sensivelmente superior aos radiais (GEC ALSTHOM, 1995).

Segundo Creder (2005), os dispositivos de proteção são indicados pelos fabricantes com determinada capacidade de ruptura de acordo com a tensão de serviço. Essas capacidades de ruptura são determinadas pelas correntes de curto-circuito presumíveis, capazes de suportar sem sofrer avarias.

Além de limitar uma interrupção ao circuito de derivação, a coordenação do disjuntor torna mais fácil para os engenheiros eletricitas investigar as causas de faltas, identificar equipamentos subestimados ou sobrecarregados e fazer as correções (ABB, 2012).

Um projeto de proteção deve possuir boa seletividade entre as proteções e os equipamentos devem possuir exatidão, segurança e sensibilidade para rápida atuação. Uma boa seletividade entre os dispositivos é adquirida comparando-se suas características de funcionamento e determinando os ajustes gerais da proteção que garanta que, para qualquer corrente de falta, o tempo de atuação do dispositivo mais próximo da fonte seja superior ao do mais distante, isolando a menor porção possível do sistema elétrico.

Esse período que separa as atuações citadas anteriormente é denominado de tempo ou degrau de coordenação, que deve cobrir um tempo de segurança, o tempo de atuação do disjuntor e o tempo de atuação do relé. Esse tipo de seletividade pode ser aplicado através das combinações dos seguintes equipamentos de proteção (CORTEZ, 2017):

- Fusível em série com fusível.
- Fusível em série com disjuntor de ação termomagnética
- Disjuntor em série entre si.

2.8.1 Coordenação dos relés de proteção

A configuração correta de um relé de sobrecorrente (Função 50/51) requer conhecimento sobre os valores das correntes de falta em cada um dos pontos do sistema.

Os principais dados necessários para a configuração correta de um relé de sobrecorrente são (GEC ALSTHOM, 1995):

- Diagrama unifilar do sistema a ser estudado, indicando as especificações dos elementos de proteção (incluindo os TC's associados);
- As impedâncias do sistema;
- Os valores máximos e mínimos das correntes de falta sobre cada componente de proteção;
- As correntes da partida de motores e as correntes de energização inicial de transformadores (“*INRUSH*”), caso seja aplicável;
- O pico máximo da corrente de carga através dos componentes de proteção;
- Curvas de desempenho dos TC's;
- Curvas de decaimento das correntes de falta suprida por geradores.

Conhecidos estes dados pode-se realizar a coordenação do SP como um todo. Coordenar um sistema de proteção implica em desenergizar a menor parte possível do sistema, isolando o ponto de falta o mais rápido possível, garantindo que o restante do sistema continue em operação.

As regras básicas para a correta coordenação de relés são as que seguem (GEC ALSTHOM, 1995):

- Sempre que possível use relés em série com a mesma característica de operação;
- Tenha certeza de que o relé mais distante da fonte possui um ajuste de corrente igual ou menor que os relés anteriores a ele, assim a corrente primária necessária para operar este relé será sempre igual ou menor que a corrente necessária para operar os relés anteriores a ele.

2.8.2 Princípio de coordenação

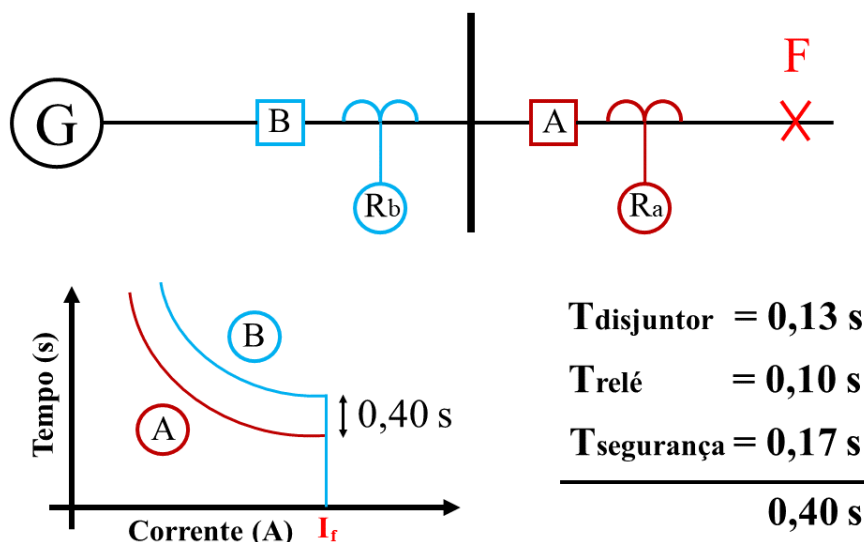
Os relés em série são considerados coordenados caso seus ajustes ocasionem que, para uma falta, o mais próximo desse ponto de falta atue, mas em caso de falha da atuação, o relé adjacente seja acionado, eliminando a falta.

Como dito anteriormente, o degrau de coordenação deve cobrir alguns intervalos de tempo para garantir uma boa coordenação, sendo eles: um tempo de segurança, em torno de 0,17 s; o tempo de atuação do disjuntor, tipicamente 0,13 s; e o tempo de atuação do relé, normalmente utilizado 0,1. Somando todos os valores, um degrau típico seria por volta de 0,4 s.

Como exemplo, será utilizado uma situação como ilustrada na Figura 22, com dois relés de sobrecorrente em série. Com a ocorrência de um curto no ponto F, deseja-se que o relé mais próximo atue, abrindo o disjuntor A (que é o disjuntor mais próximo desta falta F).

Nessa situação, visando a seletividade entre esses dois relés, a curva característica no plano “tempo x corrente” do relé do disjuntor A precisa estar localizada abaixo da curva de atuação do relé que comanda o disjuntor B, defasados pelo degrau de coordenação, podendo ser de 0,4 s seguindo o valor calculado acima.

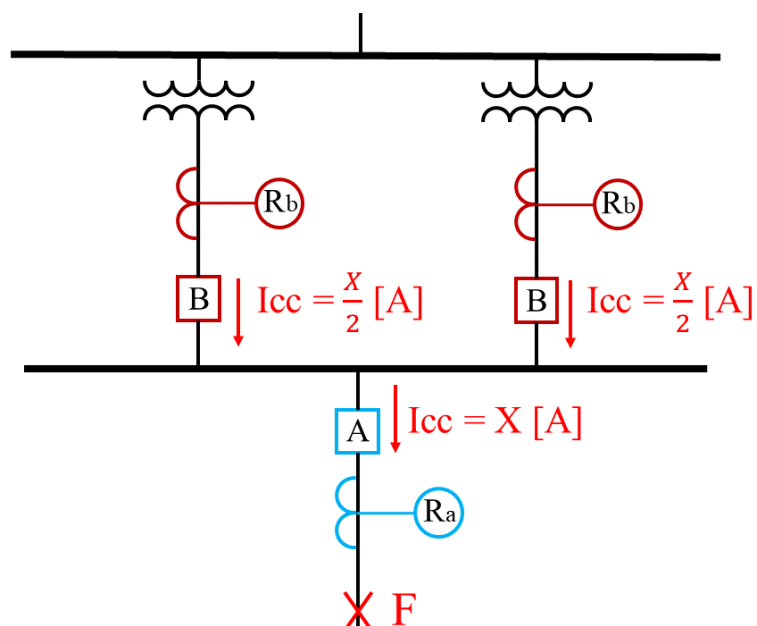
Figura 22 – Tempo de coordenação entre dois relés.



Fonte: Autoria Própria.

Considerando agora o exemplo da Figura 23. Para uma falta em F, deseja-se que o disjuntor A abra antes do que os disjuntores B. Para esta falta, a corrente total de curto-circuito simétrica no disjuntor A tem um valor X, enquanto que, através de cada disjuntor B, será de $\frac{X}{2}$.

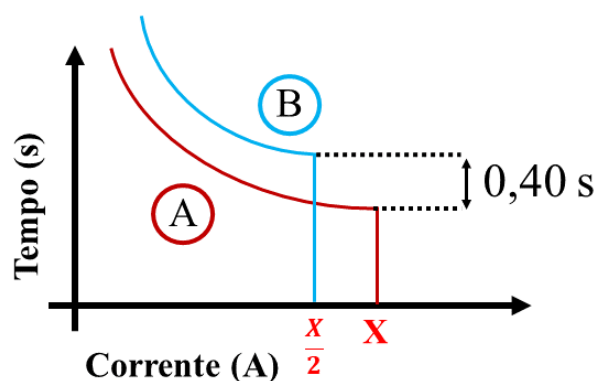
Figura 23 – Relés de sobrecorrente em cascata.



Fonte: Autoria Própria.

A seletividade entre os relés nessa situação será obtida se as curvas dos relés A e B tiverem o tempo de coordenação entre elas para as condições de máxima corrente de curto equivalentes, como pode ser observado na Figura 24.

Figura 24 – Tempo de coordenação para relés de sobrecorrente em cascata.



Fonte: Autoria Própria.

Para um estudo de coordenação, são necessários os seguintes dados: diagrama unifilar; correntes de curto-circuito; limites térmicos dos equipamentos a serem protegidos; corrente máxima suportável em cada ramo do sistema em estudo; ajustes dos relés da concessionária.

O diagrama unifilar deve conter: potências, tensões nominais, impedâncias e tipo de conexão de cada enrolamento dos transformadores; condições normais e de emergência da topologia da rede; reatâncias subtransitórias, transitórias e síncronas de geradores; reatâncias dos maiores motores de indução; identificação dos alimentadores (bitolas, temperaturas de operação); transformadores de corrente; tipos de proteção a serem usadas (relés, fusíveis, disjuntores) e faixas de ajuste.

Em relação às correntes de curto-circuito, precisam ser calculadas: mínimas e máximas, trifásica, durante o primeiro ciclo e durante a interrupção por parte dos disjuntores (em torno de 5 ciclos após o início do curto). Deve ser consideradas as hipóteses de curto em cada barra, sendo que para cada curto calculado, devem ser conhecidas as contribuições de cada gerador e motor, além das correntes de curto que passam pelos transformadores.

3 PSC – COORD

3.1 Considerações iniciais

O *software* desenvolvido, intitulado de PSC – COORD (Proteção de Sobrecorrente - Coordenograma), proporciona ao usuário uma interface gráfica de fácil compreensão para a elaboração de gráficos de apoio ao estudo da coordenação de relés de sobrecorrente na proteção de sistemas elétricos, sendo capaz de realizar o *plot* dos seguintes itens: curvas características dos relés de sobrecorrente, citadas no capítulo anterior; limite térmico do transformador ou pontos “ANSI”; corrente de energização do transformador ou ponto “*INRUSH*”; corrente nominal da carga; corrente de partida da carga; corrente de curto-circuito.

O *software* tem como vantagens em seu desenvolvimento ser livre e de código aberto, sendo assim todo o código fonte é liberado para download livre viabilizando a sua modificação por parte de outros desenvolvedores. Essa característica é de grande importância no meio acadêmico ao facilitar o acesso a informações e trazer melhorias para as ferramentas computacionais desenvolvidas. Com o intuito de preservar a ideologia de *software* livre e de código aberto empregou-se ferramentas que seguem o mesmo princípio.

A interface gráfica utilizada é simples e intuitiva, permitindo a inserção dos elementos desejados para a construção do coordenograma em uma lista. Os componentes da lista são apresentados instantaneamente, organizados por uma tabela, sendo possível a exclusão de algum elemento não desejado e elaboração do coordenograma a qualquer momento.

Uma vantagem pela escolha da linguagem de programação é o conceito de multiplataforma, que consiste na capacidade de um único código-fonte ser compilado em código nativo de sistemas operacionais diferentes. Isso significa que o código desenvolvido funcionará em sistemas Windows, Android, iOS e Cloud por exemplo.

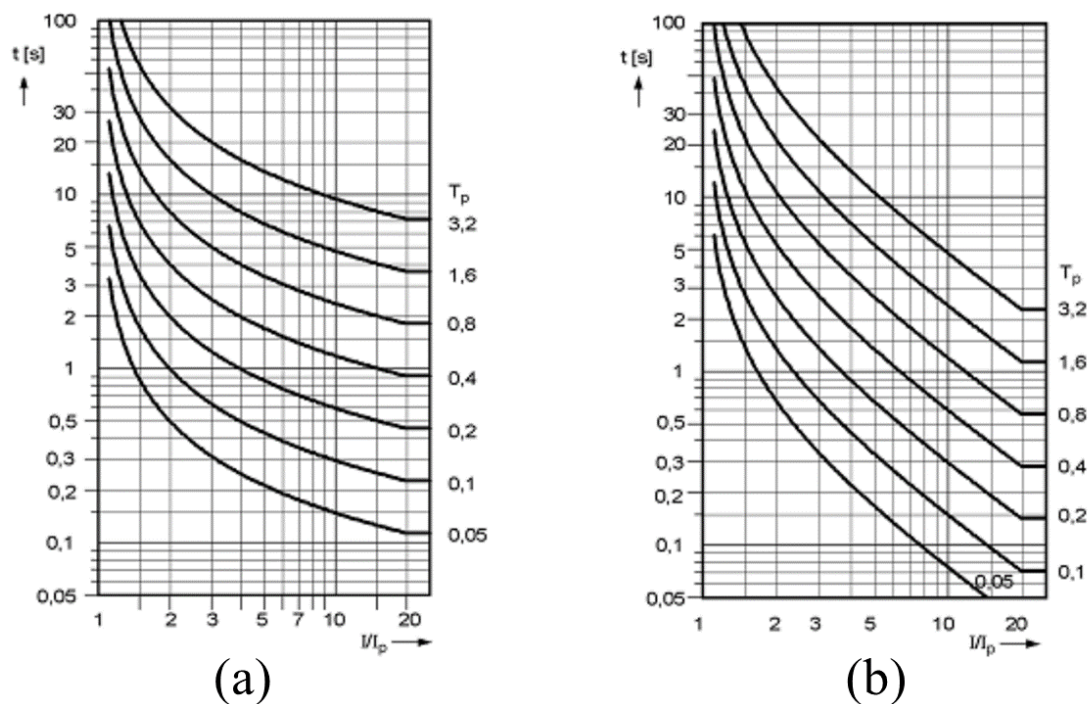
Para tal foi utilizado o *framework* (conjunto de bibliotecas com funcionalidades genéricas) wxWidgets (SMART e HOCK 2006; WXWIDGETS), que possui uma API (Interface de Programação de Aplicação, do inglês, *Application Programming Interface*) para criação de GUI (Interface Gráfica do Usuário, do inglês *Graphical User Interface*) com essa característica multiplataforma.

3.2 Motivação

Antigamente a coordenação era desenvolvida sem o auxílio computacional, tal procedimento era realizado utilizando uma folha com as famílias de curva dos relés e uma folha padrão.

Na Figura 25 observa-se alguns exemplos de curvas características de tempo inverso utilizadas na Função 51: em (a) demonstra Curvas Normalmente Inversa e em (b) Curvas Muito Inversa.

Figura 25 – Exemplo de famílias de curva da função 51.



A imagem mostra exemplos de curvas características da função 51: (a) Curvas Normalmente Inversa; (b) Curvas Muito Inversa.

Fonte: Adaptado de Figueroa (2014)

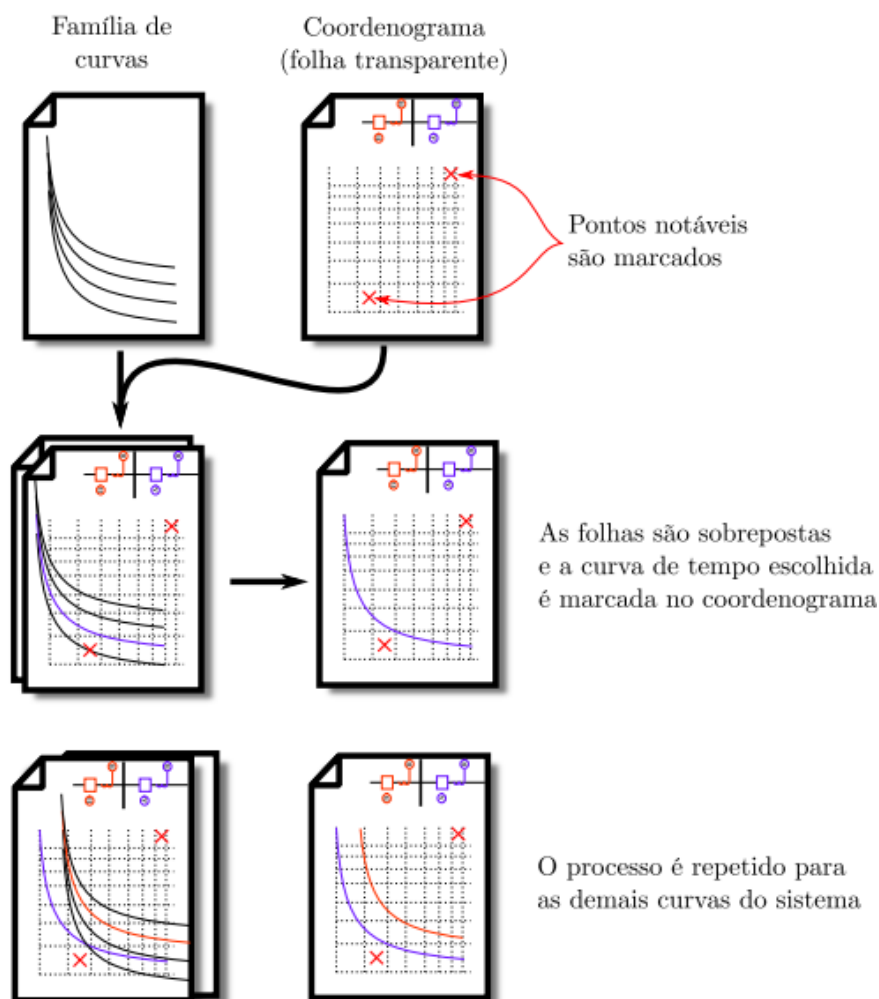
A folha-padrão é uma folha transparente marcada com os eixos de corrente e tempo em escalas logarítmicas, seguindo o padrão que os fabricantes de relés, religadores e fusíveis utilizam nas curvas características de seus dispositivos, permitindo assim a sobreposição das mesmas.

Estas folhas também são conhecidas por “Coordenograma”. No preenchimento dessa folha habitualmente são marcadas as correntes nominais na parte superior e as correntes de curto-circuito na parte inferior; traçado o diagrama unifilar do sistema no canto superior direito;

marcado informações adicionais como correntes de partida e de magnetização; marcado o nível de tensão referência junto à escala de correntes de curto-circuito.

Na Figura 26 está representado o procedimento, sem auxílio computacional, da criação de um coordenograma.

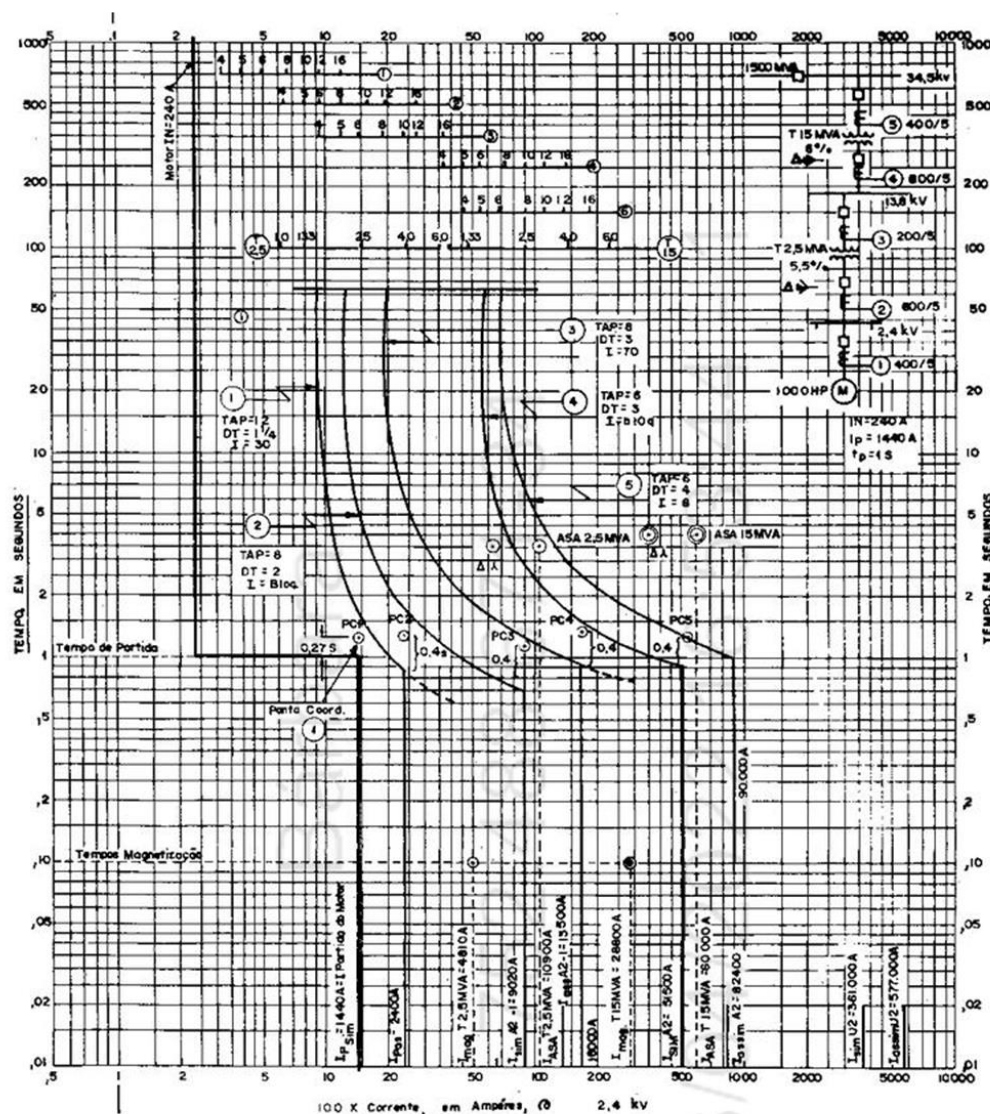
Figura 26 – Processo de construção do coordenograma sem auxílio computacional.



Fonte: Oliveira, 2021.

A Figura 27 apresenta um coordenograma criado manualmente, que apesar de ser um processo pouco realizado atualmente, ainda é muito utilizado como apoio didático.

Figura 27 – Coordenograma construído manualmente.



Fonte: Caminha (1977).

Com a inovação tecnológica e a inserção dos computadores como item de trabalho, a utilização de ferramentas computacionais para auxílio no desenvolvimento de serviços de engenharia se tornou uma atitude padrão entre os profissionais. Essas ferramentas facilitam o processo como um todo, reduzindo a ocorrência de erros e diminuindo o tempo de análises, além de outras vantagens.

Na área de proteção de sistemas elétricos essa regra não é diferente. Tendo inúmeros *softwares* comerciais disponíveis no mercado como visto em capítulos anteriores.

Essas ferramentas apresentam muitas vantagens, como: fornecimento dos parâmetros de relés reais; simulação da atuação dos relés com diferentes conceitos de proteção; construção de diagrama unifilar; entre outros. Porém, trata-se de *softwares* pagos, não possuindo programas livres significativos para a coordenação de relés digitais.

Deste modo o desenvolvimento do PSC - COORD tem como objetivo a criação dos coordenogramas de proteção, de forma rápida, por meio de um programa livre, de código aberto, disponibilizado em nuvem em plataforma online, permitindo o desenvolvimento do *software* pelo apoio e contribuição da comunidade.

A principal contribuição do PSC - COORD é a possibilidade de utilização da ferramenta computacional no meio acadêmico, possibilitando ao usuário na resolução de estudos de casos e exercícios, a comparação dos resultados com as ilustrações gráficas produzidas pelo PSC - COORD. O *software* surgiu como uma opção a mais na busca da melhoria da qualidade do ensino, o emprego da ferramenta computacional possibilita no meio acadêmico reduzir esforços e tempo gasto na elaboração gráfica da coordenação da proteção. De modo que em âmbito educacional, torna-se uma opção a implementação da ferramenta computacional.

3.3 Ferramentas computacionais

O movimento do software livre começou nos anos 1980 e se mantém até os dias atuais. Esse costume torna a elaboração de *softwares* mais rápida, tanto pela visão de melhoria, que pode ser auxiliada por mais programadores, quanto pela disponibilidade de ferramentas previamente desenvolvidas que podem ser implementadas.

3.3.1 Linguagem de programação C++

O C++, escolhido como linguagem de programação, além de permitir o desenvolvimento de aplicações multiplataformas como demonstrado anteriormente, possui segundo (OLIVEIRA, 2019):

- Grande número de referências tanto em livros quanto online;
- Biblioteca padrão (std) livre e bem estabelecida;
- Orientação a Objeto (POO);
- Abstração de dados;

- Programação genérica.

Segundo Noletto (2021) considerada a quarta linguagem mais popular do mundo, segundo o Índice Tiobe da Comunidade de Programação, foi utilizada seguindo o conceito de software livre, por ser uma linguagem de programação gratuita e também por ser muito utilizada na área acadêmica, facilitando futuras melhorias por usuários desse meio.

3.3.2 WxWidgets

Um *framework* é uma estrutura de códigos genérica, implementada em uma linguagem de programação específica, que ajudam no desenvolvimento do software, diminuindo o tempo de programação e garantindo mais segurança ao utilizar códigos já testados.

O wxWidgets foi o *framework* escolhido para a criação da interface gráfica, possuindo uma API de fácil utilização que auxilia nesse processo, sendo distribuído sob a licença “*wxWindows Library License*” versão 3.1. Trata-se de um projeto de código aberto e livre, assim qualquer desenvolvedor que utilize o *framework* pode corrigir erros no código fonte e incorporar no código distribuído.

Como dito anteriormente, possui natureza multiplataforma, sendo assim o software desenvolvido pode ser compilado e executado em diversas plataformas de computação, utilizando o mesmo código, com pouca ou nenhuma modificação, suportando sistemas como: Microsoft Windows, Mac OS e Linux. Essa característica ajuda o programador ao retirar a necessidade de aprender diferentes APIs e reescrever o código para cada sistema operacional.

O wxWidgets fornece as aplicações com aparência nativa, ou seja, os elementos da interface gráfica, como botões, menus, abas etc. possuem as características da plataforma utilizada.

3.3.3 wxMathPlot

Trata-se de uma biblioteca, associada ao wxWidgets, que agrega a funcionalidade de representação gráfica em 2D através de funções matemáticas. Sua característica é ter uma programação simples, rápida e fácil de implementar qualquer que seja a versão utilizada no WxWidgets. Em sua biblioteca possibilita a edição, navegação e exportação dos gráficos

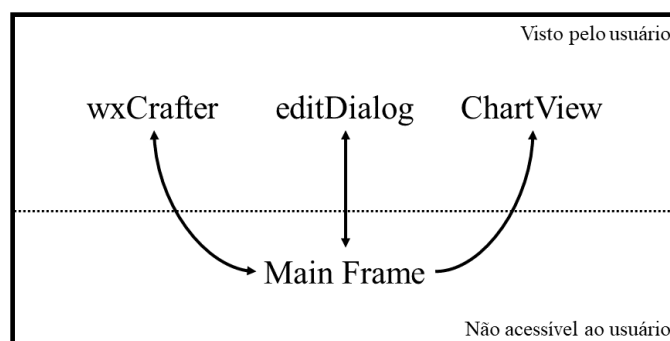
(RONDINI, 2018). Sua colaboração para com o PSC - COORD permite que o usuário visualize os resultados das simulações dos relés.

3.4 Estrutura PSC – COORD

O programa é dividido de uma forma geral em classes direcionadas à interface gráfica e uma responsável por compilar as informações vindas das janelas, realizar as devidas tratativas e devolver as informações para o usuário. As janelas foram implementadas utilizando as APIs de criação de GUI do wxWidgets: a tela principal, *wxcraft*; o formulário de edição, *editDialog*; e a janela de plotagem, *ChartView*.

A estrutura geral do PSC pode ser observada na Figura 28 abaixo.

Figura 28 – Estrutura geral do PSC – COORD.



Fonte: Autoria Própria.

O programa ao ser executado abre a janela *wxcraft*. Quando uma informação é adicionada, a classe responsável por receber as informações, *MainFrame*, armazena os dados do elemento em uma Lista de estrutura de dados. Essa Lista conterá todas as informações pertinentes a cada elemento: corrente de tape de fase, RTC (Relação de Transformação do TC), corrente de acionamento, ajuste de tempo e tipo de curva para um Relé 50/51 por exemplo, ou corrente nominal, corrente de partida e tempo de partida para uma carga.

A seguir, será detalhado a classe principal e as janelas utilizadas no PSC – COORD.

- *MainFrame*: Classe principal do trabalho, responsável por compilar todas as informações fornecidas pelo usuário e realizar as tratativas necessárias: armazenar,

editar, excluir, enviar as informações atualizadas novamente para a interface, além da saída de dados (visualizador de gráficos).

- *Wxcrafter*: Janela inicial da aplicação, nela serão inseridos os dados pelo usuário, podendo adicionar itens à Lista de elementos, excluir, abrir o formulário de edição ou gerar o coordenograma. Esta janela também fornece as informações de todos os elementos armazenados para fácil visualização por parte do usuário.
- *editDialog*: Formulário responsável pela edição dos itens presentes na lista. Pode ser aberto a partir da janela principal e se adequa ao tipo de elemento a ser modificado, constando apenas os itens pertinentes ao mesmo.
- *ChartView*: Janela que mostra graficamente o coordenograma. Pode ser aberta a partir da janela principal e permite a visualização gráfica dos elementos escolhidos pelo usuário.

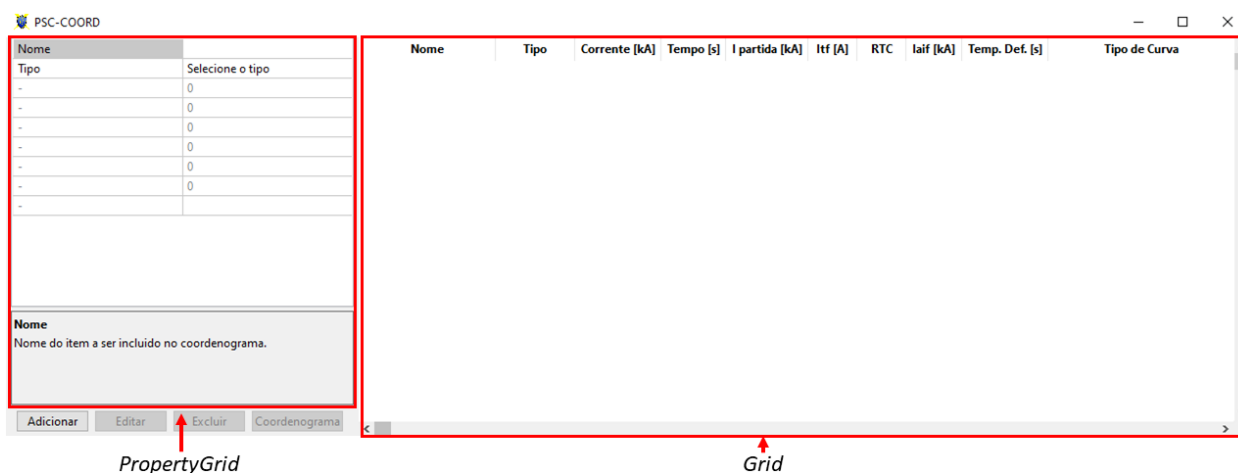
3.5 Interface gráfica

O PSC - COORD possui a tela principal de área de trabalho que é composta por dois elementos principais, sendo eles: *PropertyGrid* e *Grid*.

- *PropertyGrid* corresponde ao espaço em que serão inseridos os dados das partes que comporão o coordenograma.
- *Grid* é responsável por mostrar ao usuário todos os elementos já inseridos no *PropertyGrid*, servindo como orientação e permitindo a edição ou exclusão dos dados que serão utilizados na segunda janela do software responsável pela plotagem gráfica através da biblioteca wxMathPlot.

A Figura 29 apresenta a tela principal no momento da inicialização do programa, sendo possível observar os dois campos citados acima: o *PropertyGrid*, à esquerda e o *Grid* à direita.

Figura 29 – Tela principal do programa PSC - COORD na plataforma Windows.



Fonte: Autoria Própria.

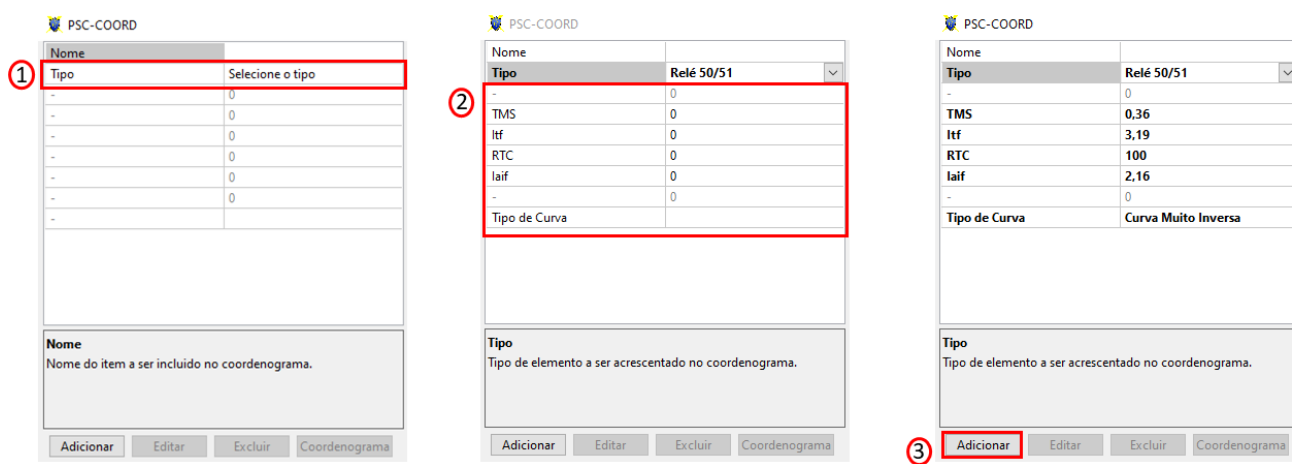
3.5.1 Criação de um elemento

Para a criação de um elemento utiliza-se o *PropertyGrid*, sendo necessário primeiramente fornecer o Tipo do elemento a ser inserido, com os tipos já pré-definidos como: Relé 50/51; Relé 50/51 com Tempo Definido (TD); ANSI; *INRUSH*; Carga; ICC (corrente de curto-circuito).

Após a seleção do Tipo os outros campos para a inserção de dados são liberados. Com os valores desejados informados, basta clicar no botão Adicionar na parte inferior, confirmando a criação do elemento lançando-o para o *Grid*, à direita, para futuras análises.

A Figura 30 demonstra a criação de um elemento utilizando o PSC – COORD dividindo a criação em três etapas.

Figura 30 – Criação de um elemento no PSC – COORD.



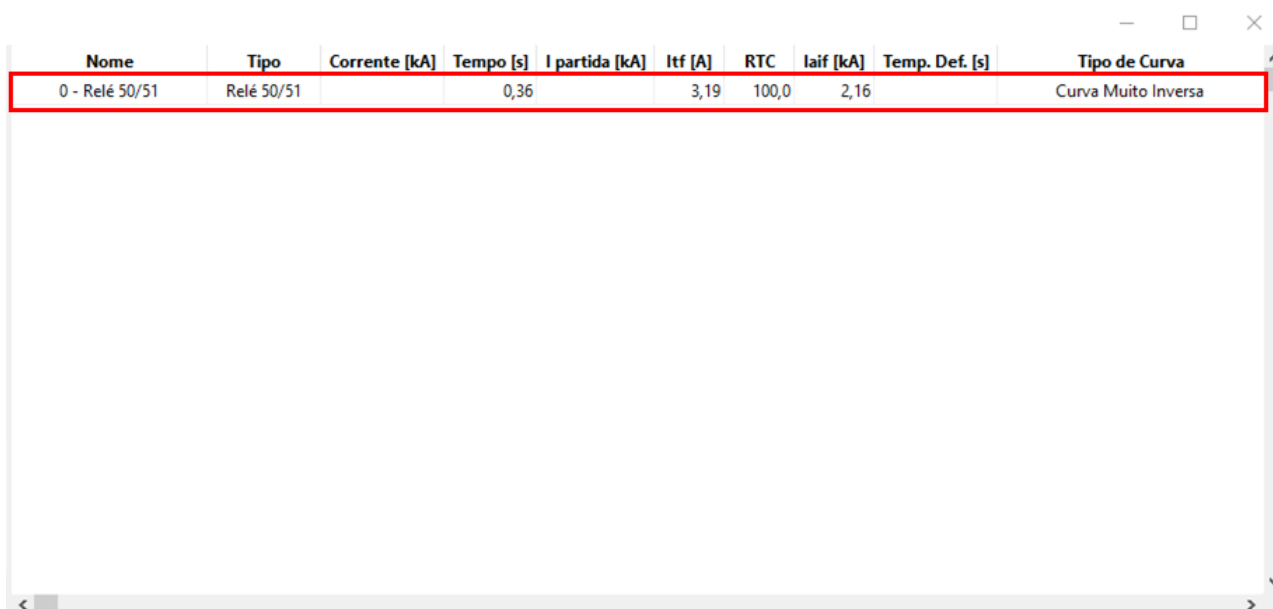
Inclusão de um elemento no software PSC-COORD.

Fonte: Autoria própria.

A primeira etapa é referente à seleção do Tipo do elemento, a segunda sendo o preenchimento dos dados e a terceira a adição do elemento na lista ao clicar no botão Adicionar.

Nota-se que a escolha de um nome é opcional, caso não especificado, será o número ID do elemento em conjunto com o Tipo. A Figura 31 evidencia o elemento criado sendo exibido no *Grid* para visualização do usuário.

Figura 31 – Exibição de um elemento no *Grid* após sua criação.



Nome	Tipo	Corrente [kA]	Tempo [s]	I partida [kA]	Itf [A]	RTC	Iaif [kA]	Temp. Def. [s]	Tipo de Curva
0 - Relé 50/51	Relé 50/51	0,36	3,19	100,0	2,16				Curva Muito Inversa

Fonte: Autoria própria.

3.5.2 Exclusão de um elemento

Para que o botão Excluir seja liberado, o software necessita que haja um elemento ou mais existente, que pode ser acompanhado pelo usuário por meio do *Grid*, no qual ele deve selecionar o item que deseja eliminar. A Figura 32 apresenta a opção de excluir liberada agora com elemento existente no *Grid*.

Figura 32 – Exclusão de um elemento no PSC – COORD.

The screenshot shows the PSC-COORD application window. On the left is a form for adding or editing elements. The 'Tipo' dropdown is set to 'Relé 50/51'. Below the form are buttons: 'Adicionar', 'Editar', 'Excluir' (highlighted with a red box), and 'Coordenograma'. On the right is a table listing existing elements.

Nome	Tipo	Corrente [kA]	Tempo [s]	I partida [kA]	Itf [A]	RTC	Iaif [kA]	Temp. Def. [s]	Tipo de Curva
0 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,36		3,19	100,0	2,16		Curva Muito Inversa

Fonte: Autoria Própria.

3.5.3 Edição de um elemento

Para a edição de um elemento do relé, necessita que haja um ou mais elementos existentes, desse modo, liberando a opção do botão Editar na parte inferior do PSC - COORD. Ao notar o item que deseja fazer alteração deve-se selecioná-lo por meio do *Grid* e clicar em Editar, abrindo assim o formulário de edição.

A Figura 33 exemplifica uma situação de erro no cadastro de um item, o qual pode ser corrigido abrindo o formulário de edição, primeiramente selecionando o elemento por meio do *Grid* e depois em Editar.

Figura 33 – Elemento inserido com erro com necessidade de edição.

The screenshot shows the PSC-COORD application window with a table containing five elements. The 'Editar' button in the bottom left is highlighted with a red box. The table data is as follows:

Nome	Tipo	Corrente [kA]	Tempo [s]	I partida [kA]	Itf [A]	RTC	Iaif [kA]	Temp. Def. [s]	Tipo de Curva
0 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,36		3,19	100,0	2,16		Curva Muito Inversa
1 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,16		5,00	160,0	6,93		Curva Muito Inversa
2 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,31		16,04	60,0	31,27		Curva Muito Inversa
3 - Relé 50/51 TD	Relé 50/51 TD		0,22		48,00	100,0	38,39	0,20	Curva Muito Inversa
4 - Relé 50/51	Relé 50/51		35,00		28,85	200,0	180,42		Curva Muito Inversa

A imagem exemplifica a abertura do formulário de edição no PSC-COORD.

Fonte: Autoria Própria.

A Figura 34 demonstra o formulário de edição aberto para a correção do elemento. Os campos do formulário vêm previamente preenchidos com os valores fornecidos anteriormente.

Figura 34 – Formulário de edição.

The figure shows two instances of the 'Editar' (Edit) dialog box. The left instance shows the 'TMS [s]' field with the value '35,00' highlighted by a red rectangle and a circled '1'. The right instance shows the 'TMS [s]' field with the value '0,35' and the 'Editar' button highlighted by a red rectangle and a circled '2'.

A imagem exemplifica a correção dos dados de um elemento inserido no PSC-COORD.

Fonte: Autoria Própria.

O usuário poderá fazer as alterações desejadas, e cancelar essas alterações, clicando em Cancelar, ou confirmar, clicando em Editar, tendo seus valores atualizados no *Grid* ao final da ação, como pode ser observado na Figura 35.

Figura 35 – Elemento corrigido após edição.

The figure shows the PSC-COORD application window. On the left is a form for editing an element. On the right is a table of elements. The table has the following columns: Nome, Tipo, Corrente [kA], Tempo [s], I partida [kA], Itf [A], RTC, Iaif [kA], Temp. Def. [s], and Tipo de Curva. The row for '4 - Relé 50/51' is highlighted, and the 'Tempo [s]' field is highlighted with a red rectangle.

Nome	Tipo	Corrente [kA]	Tempo [s]	I partida [kA]	Itf [A]	RTC	Iaif [kA]	Temp. Def. [s]	Tipo de Curva
0 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,36		3,19	100,0	2,16		Curva Muito Inversa
1 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,16		5,00	160,0	6,93		Curva Muito Inversa
2 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,31		16,04	60,0	31,27		Curva Muito Inversa
3 - Relé 50/51 TD	Relé 50/51 TD		0,22		48,00	100,0	38,39	0,20	Curva Muito Inversa
4 - Relé 50/51	Relé 50/51		0,35		28,85	200,0	180,42		Curva Muito Inversa

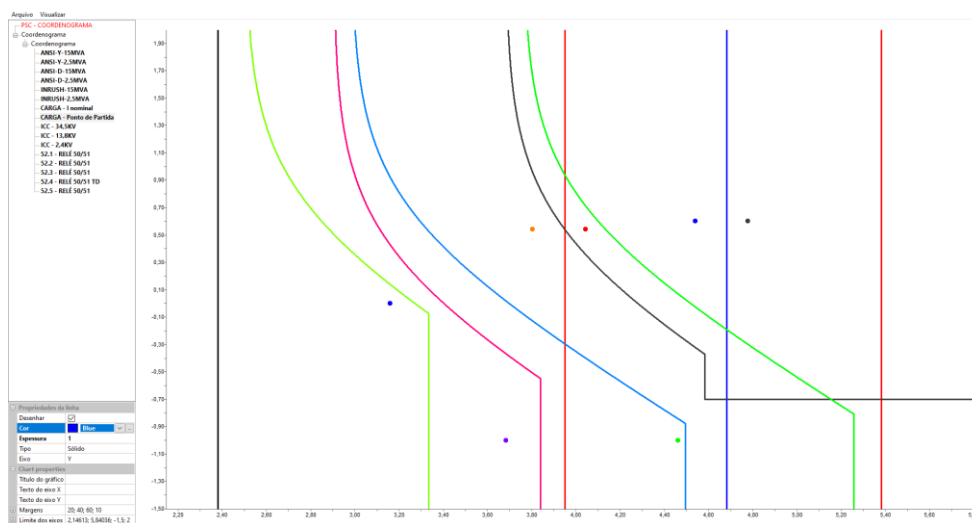
Fonte: Autoria Própria.

3.5.4 Plot gráfico dos elementos no coordenograma

Para o *plot* dos elementos inseridos, necessita que tenha pelo menos um elemento existente na lista, liberando o botão Coordenograma. Ao pressionado a tela gráfica do coordenograma será criada permitindo então fazer as análises desejadas.

A Figura 36 a seguir apresenta a tela do software utilizada para as apresentações gráficas dos elementos inseridos, sendo possível observar à esquerda a listagem dos elementos disponíveis, podendo-se escolher quais serão exibidos no gráfico no momento. Para melhor visualização a Figura 36 também está demonstrada no Apêndice A – Janela de *plot* do PSC – COORD.

Figura 36 – Janela de *plot* do PSC – COORD.

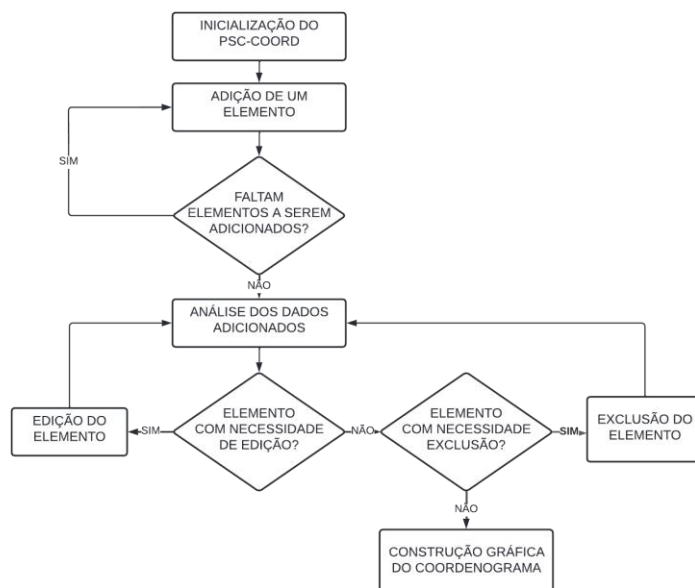


Fonte: Autoria Própria.

3.6 Estrutura entre usuário e PSC – COORD

No PSC – COORD as suas janelas possuem uma sequência chamada de Estrutura de funcionamento entre o usuário e o PSC – COORD, através da Figura 37 é detalhado o percurso para o *plot* da coordenação do sistema construído com os elementos lançados.

Figura 37 – Fluxograma de utilização do PSC-COORD.



Fonte: Autoria Própria.

No fluxograma apresentado mostra-se o PSC – COORD em operação desde sua inicialização até a construção gráfica do coordenograma, demonstrando as etapas de inserção de elementos, edição e exclusão, até os cálculos internos para as análises dos dados adicionados.

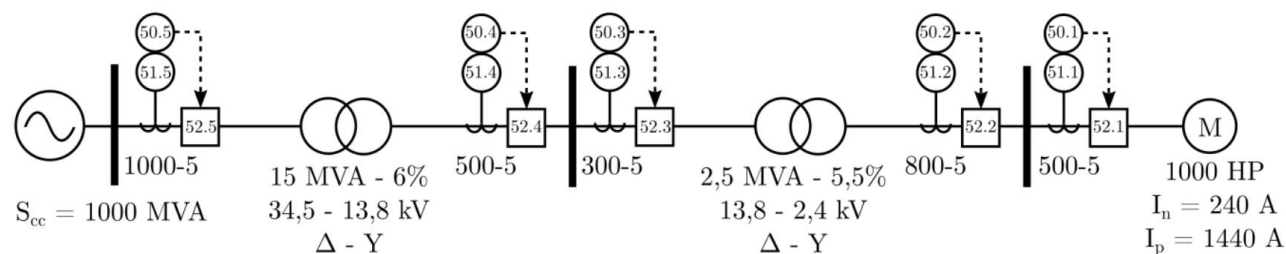
4 ESTUDO DE CASO

4.1 Consideração Inicial

Como forma de apresentar o software e aplicar os conceitos através das equações detalhadas apresentadas nos capítulos anteriores esse capítulo aborda um estudo de caso de um sistema teste modelo de Oliveira (2021). A seguir será detalhado o sistema teste em questão.

Para a construção de um coordenograma será dimensionado a proteção e o estudo de seletividade dos relés de sobrecorrente do sistema da Figura 38. Esse sistema é constituído por um gerador, dois transformadores e uma carga. A carga deve ser protegida pelo disjuntor 52.1, o transformador de 2,5 MVA pelos disjuntores 52.2 e 52.3 e o transformador de 15 MVA pelos disjuntores 52.4 e 52.5.

Figura 38 – Diagrama unifilar de um sistema de proteção com 5 relés 50/51.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2021).

Para o sistema da Figura 38 foram adotadas as seguintes considerações:

- Potência base de 100 MVA e tensão base na barra da carga de 2,4 kV;
- Ajuste das unidades instantâneas (50) para $t = 0,0$ s, visando atuação instantânea para situação de falta, minimizando os danos da mesma nos equipamentos do sistema;
- Tempo de partida do motor de 1 s;
- Sobrecarga admitida nos transformadores de 133%;
- Corrente de magnetização do transformador igual a 8 vezes a sua corrente nominal com duração de 0,1 s;
- Para a elaboração do coordenograma, todas as correntes foram referidas ao nível de tensão mais baixo do sistema, 2,4 kV;
- Será utilizado um degrau de temporização para os relés de 0,4 segundos;
- Utilização de curvas Muito Inversas.

As seções a seguir destacam os cálculos e considerações necessárias para cada item.

4.2 Pontos Notáveis

Os pontos notáveis são pontos marcados no coordenograma que servem de limites para as curvas de corrente no tempo, sendo eles:

- Ponto ANSI – é a corrente máxima que o transformador pode suportar por um determinado tempo, sem se danificar. Determina a suportabilidade dinâmica do transformador, portanto a proteção geral de fase das instalações deve estar abaixo desse valor (DME, 2014);
- Ponto INRUSH – é a corrente de magnetização que ocorre na energização dos transformadores, não podendo acionar a proteção;
- Corrente de partida da carga – as correntes de partida de motores normalmente situam-se entre 6 a 8 vezes a corrente nominal, sendo um valor elevado que não deve fazer com que a proteção atue.

A seguir serão calculados e apresentados os pontos notáveis do coordenograma para o sistema de potência.

4.2.1 Ponto Notável 1

A proteção deve fazer com que os transformadores possam operar abaixo de seus limites e não atuar para as correntes de magnetização.

Primeiro calcula-se a corrente nominal do transformador a partir da Equação (9), resultando em 251,02 A para o lado de alta do transformador de 15 MVA.

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * V_f} \quad (9)$$

$$I_{n,15MVA,34,5} = \frac{15 * 10^6}{\sqrt{3} * 34,5 * 10^3} = 251,02$$

I_n Corrente nominal do equipamento ou corrente do circuito a ser protegido [A];
 S Potência trifásica nominal do equipamento ou do circuito a ser protegido [VA];

V_f Tensão de fase nominal do equipamento ou tensão do circuito a ser protegido [V].

O ponto ANSI do transformador varia com o valor da sua impedância, seguindo os valores observados na Tabela 02.

Tabela 02 – Pontos ANSI dos transformadores.

Z (%)	I_{cc} máximo	Tempo admissível
4%	$25 * I_n$	2,0 s
5%	$20 * I_n$	3,0 s
6%	$16,6 * I_n$	4,0 s
7%	$14,3 * I_n$	5,0 s

Fonte: DME, 2014.

Sabendo que a impedância deste transformador é de 6%, é possível encontrar a corrente máxima que ele suporta, sendo de 16,6 vezes a corrente nominal, com tempo admissível de 4 segundos.

$$I_{ANSI,15MVA,34.5} = I_n * 16,6 = 251,02 * 16,6 = 4.166,96 \quad [A]$$

Portanto, a corrente máxima é de 4.166,96 A, e para a correta construção do coordenograma deve ser referida para o lado de 2,4 kV, conforme Equação (10), obtendo um valor de 59.900,09 A.

$$I_b = I_a \frac{V_a}{V_b} \quad (10)$$

$$I_{ANSI,15MVA,2.4} = 4166,96 * \frac{34,5 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 59.900,09 \quad [A]$$

V_a Tensão inicial [V];

V_b Tensão de referência [V];

I_a Corrente na tensão V_a [A];
 I_b Corrente na tensão V_b [A].

Logo, o primeiro ponto a ser marcado é 59.900,09 A por 4 s. Este ponto também é chamado de limite térmico do transformador, e auxilia na curva do relé de proteção do mesmo, de modo a garantir que não atinja este ponto de operação indesejável. Sendo representado no coordenograma como na Figura 39.

Figura 39 – Ponto Notável 1.



Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Ponto Notável 2

Para o transformador de 2,5 MVA o mesmo procedimento é realizado. Calcula-se a corrente nominal pela Equação (9), resultando em um valor de 104,59 A para o lado de alta do transformador.

$$I_{n,2,5MVA,13,8} = \frac{2,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 104,59 \quad [A]$$

O transformador tem uma impedância de 5,5% e, portanto, não possui um valor pré-definido na Tabela 02, sendo necessário interpolar este valor. Adotando a interpolação como a média entre os valores de 5% e 6%, conforme Equação (11), é possível obter a corrente de curto máxima admitida de 18,3 vezes a corrente nominal, e o tempo admissível de 3,5 segundos.

$$\frac{I_{CC5\%} + I_{CC6\%}}{2} \times I_n, \frac{t_{5\%} + t_{6\%}}{2} \quad (11)$$

$$\frac{20 + 16,6}{2} \times I_n, \frac{3 + 4}{2} = (18,3 * I_n, 3,5)$$

$I_{CC5\%}$ Corrente de curto-circuito máxima admitida para impedância de 5% [A];

$I_{CC6\%}$ Corrente de curto-circuito máxima admitida para impedância de 6% [A];

$t_{5\%}$ Tempo admissível para impedância de 5% [s];

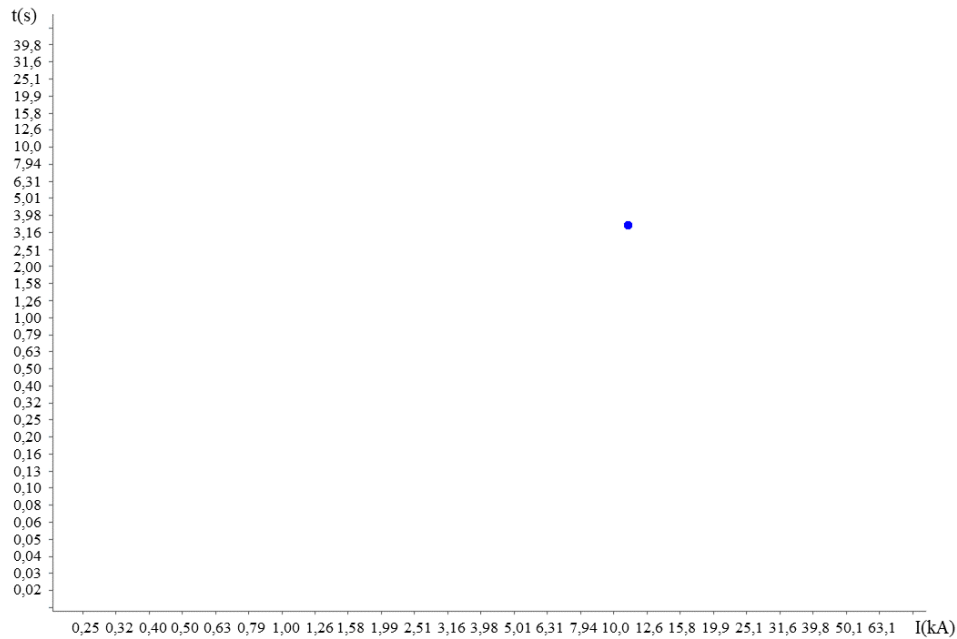
$t_{6\%}$ Tempo admissível para impedância de 6% [s];

I_n Corrente nominal do transformador [A].

Assim, a corrente máxima admitida é de 1.914,04 A, sendo referida para 2,4 kV pela Equação (10), obtém-se o segundo ponto como 11.005,74 A por 3,5 s. Sendo representado no coordenograma como na Figura 40.

$$I_{ANSI,2,5MVA,13.8} = I_n * 18,3 = 104,59 * 18,3 = 1.914,04 \quad [A]$$

$$I_{ANSI,2,5MVA,2,4} = 1914,04 * \frac{13,8 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 11.005,74 \quad [A]$$

Figura 40 – Ponto Notável 2.

Fonte: Autoria própria.

4.2.3 Pontos Notáveis 3 e 4

Os transformadores supracitados possuem conexão Δ -Y, portanto, uma falta fase-terra no secundário é vista no primário com o valor de $\frac{100\%}{\sqrt{3}}$, devido a relação das correntes de estrela para delta.

Sabendo disso, é necessário deslocar os pontos calculados em $\frac{100\%}{\sqrt{3}}$ para a esquerda, mantendo o mesmo tempo, e realizar a verificação do enquadramento.

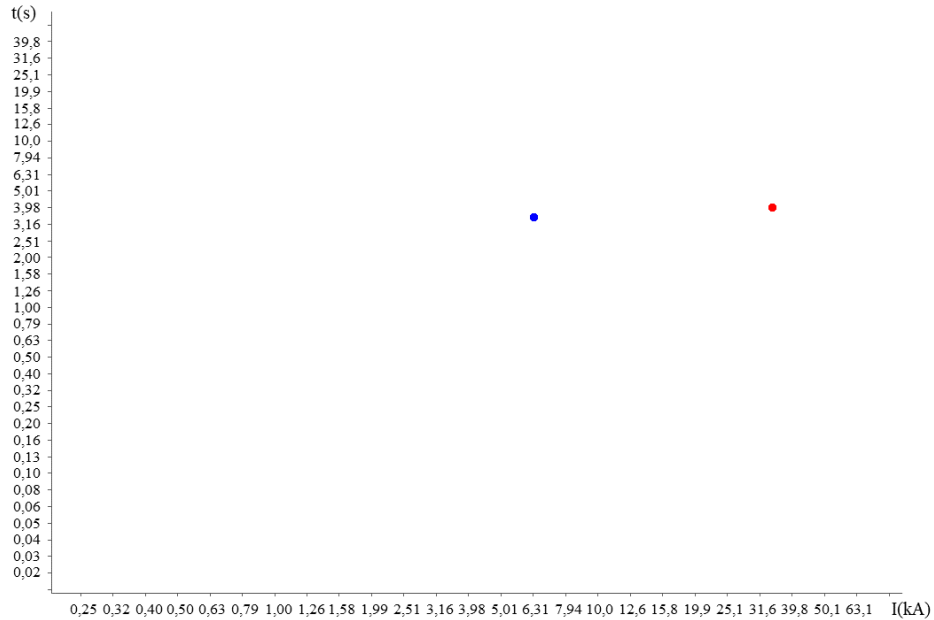
Esses pontos são importantes para as curvas dos relés no lado triângulo do transformador, que comandam os disjuntores 52.3 e 52.5, cujas curvas devem ficar abaixo destes pontos ANSI.

Calculando estes pontos para cada ponto ANSI anterior tem-se: o ponto notável 3, referente ao transformador de 15 MVA, como 34.583,33 A por 4 s; o ponto notável 4, referente ao transformador de 2,5 MVA, como 6.354,17 por 3,5 s. Esses pontos podem ser observados no gráfico na Figura 41.

$$I_{ANSI,15MVA,2.4\Delta} = \frac{I_{ANSI,15MVA,2.4}}{\sqrt{3}} = \frac{59.900,09}{\sqrt{3}} = 34.583,33 \quad [A]$$

$$I_{ANSI,2.5MVA,2.4\Delta} = \frac{I_{ANSI,2.5MVA,2.4}}{\sqrt{3}} = \frac{11.005,74}{\sqrt{3}} = 6.354,17 \quad [A]$$

Figura 41 – Pontos Notáveis 3 e 4.



Fonte: Autoria própria.

4.2.4 Pontos Notáveis 5 e 6

A corrente de magnetização dos transformadores, de acordo com DME (2014), quando não disponibilizado os valores de teste do transformador, é usual adotar um valor de 8 vezes a corrente nominal para transformadores isolados a óleo no tempo de 0,1 s.

Os relés não devem atuar para a energização dos transformadores, que tem seu valor de corrente de magnetização calculada conforme Equação (12), para cada transformador, com duração de 0,1s.

$$I_{inrush} = 8 * I_n \quad (12)$$

I_{inrush} Corrente de magnetização do transformador [A];

I_n Corrente nominal do transformador [A].

Para o transformador de 15 MVA a corrente *inrush* vale 2.008,17 A no lado de 34,5 kV, referindo-a então para o lado de 2,4 kV pela Equação (10) marca-se o quinto ponto notável como 28.867,51 A por 0,1 s.

$$I_{inrush,15MVA,34.5} = 8 * 251,02 = 2.008,17 \quad [A]$$

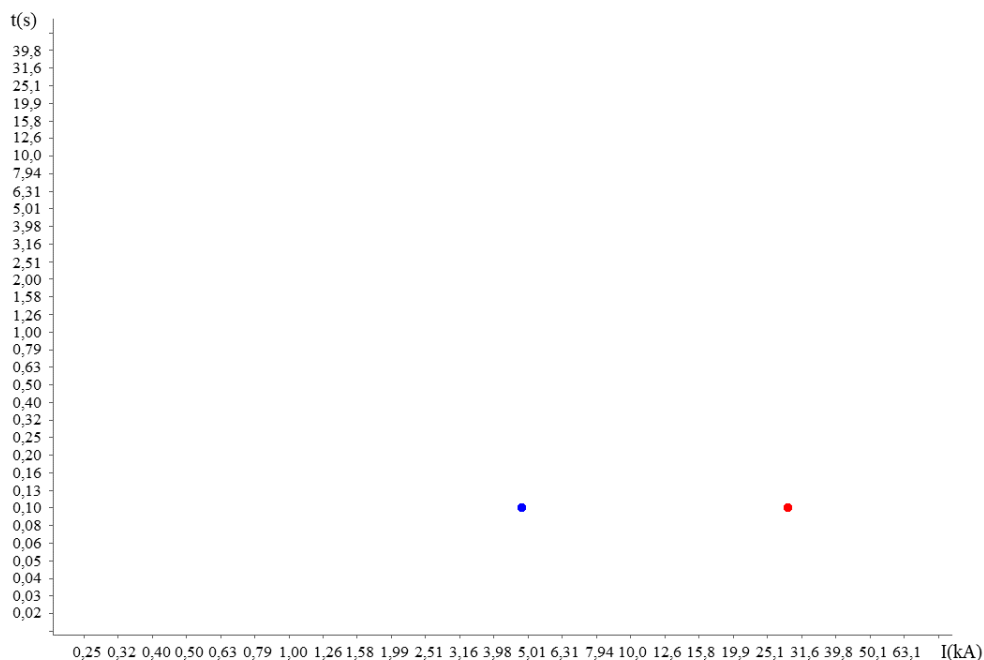
$$I_{inrush,15MVA,2.4} = 2008,17 * \frac{34,5 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 28.867,51 \quad [A]$$

Realizando o mesmo procedimento para o transformador de 2,5 MVA, pela Equação (12) encontra-se uma corrente de energização de 836,74 A, e por meio da Equação (10), tem-se o sexto ponto como 4.811,25 A por 0,1 s.

$$I_{inrush,2.5MVA,13.8} = 8 * 104,59 = 836,74 \quad [A]$$

$$I_{inrush,2.5MVA,2.4} = 836,74 * \frac{13,8 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 4.811,25 \quad [A]$$

Esses pontos podem ser observados no gráfico na Figura 42.

Figura 42 – Pontos Notáveis 5 e 6.

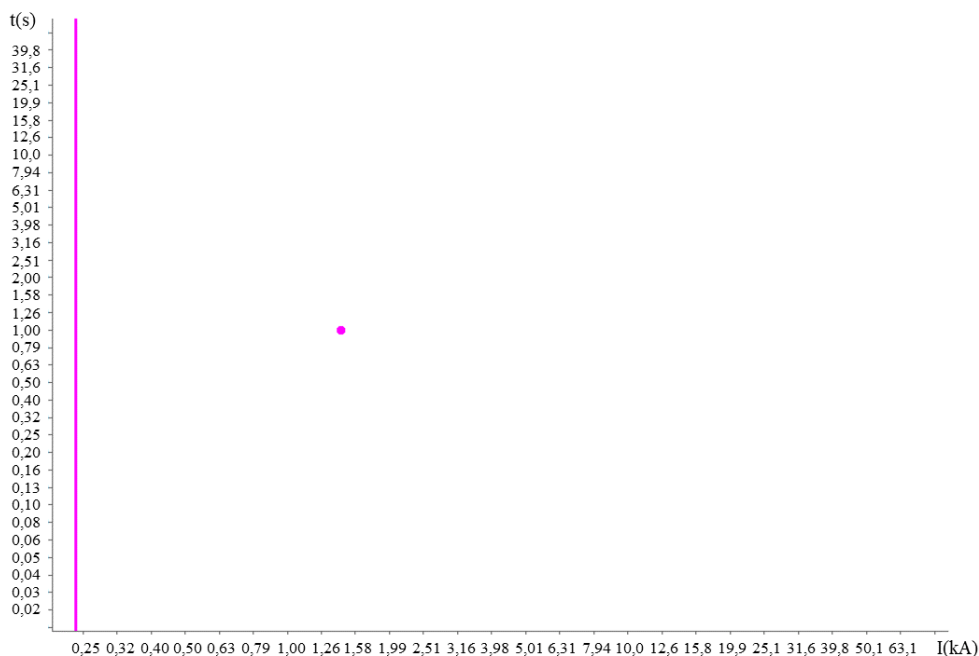
Fonte: Autoria própria.

4.2.5 Ponto Notável 7 e Limite Esquerdo

Quando um sistema possui mais de um ramo, a coordenação comumente é realizada para o ramo com maior carga. Neste caso, há apenas um ramo, portanto, a coordenação se inicia pelo motor.

Como nenhum relé deve atuar para a operação normal da carga, a corrente nominal deste motor será o limite esquerdo do coordenograma, que como identificado na Figura 38, possui um valor de 240 A.

De mesmo modo, nenhum relé deve atuar na partida do motor, que também está disponível na Figura 38, possui uma corrente de 1.440 A, e como dito anteriormente, o tempo de partida do motor será considerado de 1 s, obtendo assim o sétimo ponto como 1.440 A por 1 s. O sétimo ponto notável juntamente com o Limite Esquerdo do gráfico, podem ser observados na Figura 43.

Figura 43 – Ponto Notável 7 e Limite Esquerdo.

Fonte: Autoria própria.

4.2.6 Pontos Notáveis no coordenograma

De posse dos cálculos realizados, utilizando o PSC – COORD para o *plot* dos pontos notáveis no gráfico, a Tabela 03 apresenta a corrente e tempo de duração dos respectivos pontos notáveis, além da corrente nominal da carga, sendo dados necessários para o lançamento no PSC – COORD.

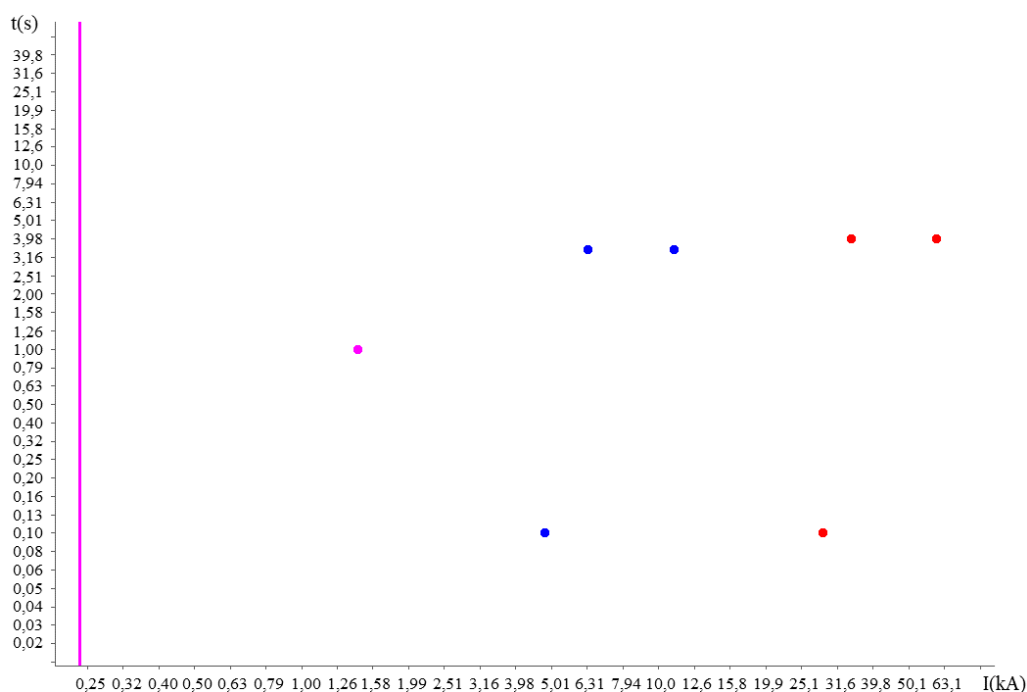
Tabela 03 – Pontos Notáveis e Limite Esquerdo.

Ponto Notável	Corrente [kA]	Tempo [s]
1	59,90	4,0
2	11,01	3,5
3	34,58	4,0
4	6,35	3,5
5	28,87	0,1
6	4,81	0,1
7	1,44	1,0
Limite Esquerdo	0,24	-

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 03 estão explícitos os valores dos seguintes pontos respectivamente: ponto ANSI do transformador de 15 MVA; ponto ANSI do transformador de 2,5 MVA; ponto ANSI do transformador de 15 MVA no lado Δ considerando uma falta fase-terra no lado Y; ponto ANSI do transformador de 2,5 MVA no lado Δ considerando uma falta fase-terra no lado Y; ponto INRUSH do transformador de 15 MVA; ponto INRUSH do transformador de 2,5 MVA; Corrente de partida da carga. Por último, além dos pontos também está sendo informado a corrente nominal da carga.

Figura 44 – Pontos Notáveis e Limite Esquerdo no coordenograma.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 44 estão representados os 7 pontos notáveis e o limite esquerdo. Em rosa estão as grandezas referentes à carga: a reta representa o limite esquerdo, sendo a corrente nominal; o ponto representa o ponto de partida da carga. Em azul estão as grandezas referentes ao transformador de 2,5 MVA: o ponto baixo é o de magnetização INRUSH; os pontos em cima representam os pontos ANSI, sendo o da esquerda para o lado Δ em caso de uma falta fase-terra no secundário. Em vermelho estão as grandezas referentes ao transformador de 15 MVA: o ponto baixo é o de magnetização INRUSH; os pontos em cima representam os pontos ANSI, sendo o da esquerda para o lado Δ em caso de uma falta fase-terra no secundário.

4.3 Correntes de curto-circuito

A proteção de sobrecorrente nos transformadores deverá ser ajustada de forma a atuar a partir de uma sobrecarga e, como dito anteriormente, será aceitável uma sobrecarga de até 133%. Nesse caso, foi assumido que existe uma impedância grande entre os transformadores de corrente das unidades 50.1 e 50.2 que garanta a seletividade. De tal forma, a corrente de falta próxima ao motor é significante menor que da barra de 2,4 kV.

Para a construção do coordenograma e o ajuste dos relés, deverá ser calculada a corrente de curto-circuito simétrica e assimétrica em cada barra.

4.3.1 Barra de 34,5 kV

Com os valores base já estabelecidos, primeiramente é calculada a impedância do sistema, em p.u., utilizando o valor de potência de curto-circuito fornecido na Figura 38, de 1000 MVA, e a Equação (13), resultando em uma impedância $Z_s = 1$ p.u.

$$Z_s = \frac{S_b}{S_{cc}} \quad (13)$$

$$Z_s = \frac{1000 * 10^6}{1000 * 10^6} = 1 \quad [\text{p.u.}]$$

Z_s Impedância do sistema [p.u.];
 S_b Potência base do sistema [VA];
 S_{cc} Potência de curto-circuito do sistema [VA].

De posse da impedância do sistema, a corrente de curto-circuito simétrica é calculada pela Equação (14), nota-se que não possui nenhum transformador entre a barra e o sistema gerador, resultando em uma corrente de 1 p.u.

$$I_{cc \text{ simétrica}} = \frac{1}{Z_s + Z_{trafo1} + Z_{trafo2}} \quad (14)$$

$$I_{cc \text{ simétrica}, 34.5} = \frac{1}{1} = 1 \quad [\text{p.u.}]$$

$I_{cc \text{ simétrica}}$	Corrente de curto-circuito simétrica [p.u.];
Z_S	Impedância do sistema [p.u.];
Z_{trafo1}	Impedância do primeiro transformador entre o sistema gerador e o ponto de interesse [p.u.];
Z_{trafo2}	Impedância do segundo transformador entre o sistema gerador e o ponto de interesse [p.u.].

Em ampères, este valor deverá ser multiplicado pela corrente de base, que é calculada pela Equação (9), resultando em uma corrente igual a $I_{base, 34,5kV} = 16.734,79$ A, na tensão de 34,5 kV, devendo ser referida para a tensão de 2,4 kV por meio da Equação (10).

$$I_{base, 34.5kV} = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_b} = \frac{1.000 * 10^6}{\sqrt{3} * 34,5 * 10^3} = 16.734,79 \quad [\text{A}]$$

$$I_{cc \text{ simétrica}, 34.5} = I_{cc \text{ simétrica}, p.u.} * I_{base, 34.5kV} = 16.734,79 \quad [\text{A}]$$

$$I'_{cc \text{ simétrica}, 34.5kV} = 16.734,79 * \frac{34,5 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 240.526,61 \quad [\text{A}]$$

Portanto, a corrente de curto-circuito simétrica para um curto na barra de 34,5 kV vale $I_{cc \text{ simétrica}, 34,5kV} = 240.526,61$ A. Mas como dito anteriormente, deve ser considerado a corrente assimétrica de curto-circuito no trecho protegido pelo disjuntor, e adotando um fator de assimetria disponibilizado pelo exercício de 1,6, multiplicando pela corrente simétrica, temos uma corrente assimétrica de $I_{cc \text{ assimétrica}, 34,5kV} = 384.900,18$ A.

$$I'_{cc \text{ assimétrica}, 34.5kV} = 240.526,61 * 1,6 = 384.900,18 \quad [\text{A}]$$

4.3.2 Barra de 13,8 kV

Realizando os mesmos passos, mas agora considerando o transformador de 15 MVA no cálculo da corrente simétrica, deve-se ajustar a impedância do transformador de 6 % para as bases do sistema a partir da Equação (15), resultando em uma impedância de $Z_{trafo1} = 4 \text{ p.u.}$

$$Z_{trafo_{pu}} = Z_{trafo\%} \left(\frac{S_b}{S_{trafo}} \right) \left(\frac{V_{trafo}}{V_b} \right)^2 \quad (15)$$

$$Z_{trafo,15MVA_{pu}} = 0,06 * \left(\frac{1.000 * 10^6}{15 * 10^6} \right) \left(\frac{34,5 * 10^3}{34,5 * 10^3} \right)^2 = 4 \quad [\text{p.u.}]$$

$Z_{trafo_{pu}}$	Impedância referida do transformador [p.u.];
$Z_{trafo\%}$	Impedância do transformador [%];
S_b	Potência base do sistema [VA];
S_{trafo}	Potência nominal do transformador [VA];
V_{trafo}	Tensão nominal do transformador [V];
V_b	Tensão base do sistema [V].

Assim, utilizando a Equação (14) calcula-se a corrente simétrica como 0,2 p.u:

$$I_{cc \text{ simétrica}, 13,8, \text{p.u.}} = \frac{1}{Z_S + Z_{trafo1} + Z_{trafo2}} = \frac{1}{1 + 4} = 0,2 \quad [\text{p.u.}]$$

Novamente pela Equação (9) encontra-se a corrente base na barra como $I_{base, 13,8kV} = 41.836,98 \text{ A}$, multiplicando-a pela corrente simétrica tem-se $I_{cc \text{ simétrica}, 13,8kV} = 8.367,39 \text{ A}$ na base de 13,8 kV, referindo para a tensão de 2,4 kV a corrente simétrica vale $I'_{cc \text{ simétrica}, 13,8kV} = 48.112,52 \text{ A}$.

$$I_{base, 13,8kV} = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_b} = \frac{1.000 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 41.836,98 \quad [\text{A}]$$

$$I_{cc \text{ simétrica}, 13,8} = I_{cc \text{ simétrica}, 13,8, \text{p.u.}} * I_{base, 13,8kV} = 0,2 * 41.836,98 = 8.367,39 \quad [\text{A}]$$

$$I'_{cc \text{ simétrica, } 13,8kV} = 8.367,39 * \frac{13,8 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 48.112,52 \quad [A]$$

Adotando um fator de assimetria novamente de 1,6, a corrente assimétrica possui valor $I'_{cc \text{ assimétrica, } 13,8kV} = 76.980,04 \text{ A}$.

$$I'_{cc \text{ assimétrica, } 13,8kV} = 48112,52 * 1,6 = 76.980,04 \quad [A]$$

4.3.3 Barra de 2,4 kV

De forma semelhante, considerando agora também o transformador de 2,5 MVA, com uma impedância de 5,5 %, por meio da Equação (15), encontra-se $Z_{trafo2} = 22 \text{ p.u.}$, e pela Equação (14), uma corrente simétrica de 0,037 p.u.

$$Z_{trafo, 2,5MVA_{pu}} = 0,055 \left(\frac{1000 * 10^6}{2,5 * 10^6} \right) \left(\frac{13,8 * 10^3}{13,8 * 10^3} \right)^2 = 22 \quad [\text{p.u.}]$$

$$I_{cc \text{ simétrica, } 2,4, \text{p.u.}} = \frac{1}{Z_S + Z_{trafo1} + Z_{trafo2}} = \frac{1}{1 + 4 + 22} = 0,037 \quad [\text{p.u.}]$$

Assim, para o valor em ampères necessita-se da corrente base para 2,4 kV, calculada pela Equação (9) como $I_{base, 2,4kV} = 240.562,61 \text{ A}$, que multiplicada pela corrente de curto-circuito simétrica em p.u. tem-se $I_{cc \text{ simétrica, } 2,4kV} = 8.909,73 \text{ A}$, e, admitindo um fator de assimetria de 1,5 sugerido pelo exercício, $I_{cc \text{ assimétrica, } 2,4kV} = 13.364,59 \text{ A}$.

$$I_{base, 2,4kV} = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_b} = \frac{1.000 * 10^6}{\sqrt{3} * 2,4 * 10^3} = 240.562,61 \quad [A]$$

$$I_{cc \text{ simétrica, } 2,4} = I_{cc \text{ simétrica, } 2,4, \text{p.u.}} * I_{base, 2,4kV} = 0,037 * 240.562,61 = 8.909,73 \quad [A]$$

$$I_{cc \text{ assimétrica } 2.4} = 8909,73 * 1,5 = 13.364,59 \quad [\text{A}]$$

4.3.4 Correntes de curto-circuito no coordenograma

De posse das correntes de curto-circuito para cada barra do sistema em estudo, a Tabela 04 apresenta cada barramento com suas respectivas correntes de curto-circuito já referidas para a tensão de 2,4 kV, sem o valor de assimetria aplicado, de modo a lançar os resultados no PSC - COORD.

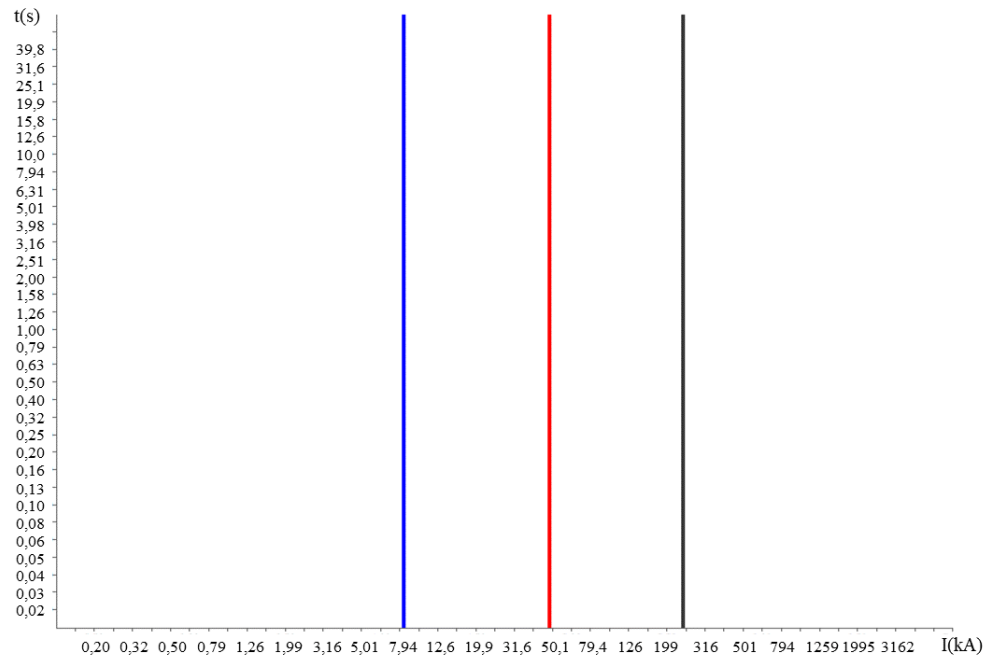
Tabela 04 – Correntes de curto-circuito.

Barra em curto	<i>Corrente</i> [kA]
34,5 kV	240,53
13,8 kV	48,11
2,4 kV	8,91

Fonte: Autoria própria.

A Figura 45 a seguir apresenta essas correntes de curto-circuito em cada barra do sistema no *plot* do PSC – COORD, sendo da esquerda para direita respectivamente: em azul para a barra de 2,4 kV; em vermelho para a barra de 13,8 kV; em preto para a barra de 34,5 kV.

Figura 45 – Correntes de curto-circuito no coordenograma.



Fonte: Autoria Própria.

4.4 Ajustes das unidades 50.1 e 51.1

Estes são os relés que irão proteger o motor de sobrecorrentes, portanto, devem possuir curva acima do ponto de partida com alguma margem de segurança. Como dito anteriormente, será admitido um degrau de temporização de 0,4 s neste estudo de caso.

4.4.1 Unidade temporizada 51.1

Sabendo que a sobrecarga admitida (K_f) para o lado de baixa tensão é de 133%, e como demonstrado na Figura 38, com RTC de 100 e corrente nominal do motor de 240 A, utilizando a Equação (6), a corrente temporizada de fase vale $I_{tf1} = 3,192$ A.

$$I_{tf} = \frac{K_f * I_n}{RTC} = \frac{1,33 * 240}{100} = 3,192 \quad [A]$$

A corrente de acionamento é dada pelo Equação (16):

$$I_{atf} = I_{tf} * RTC \quad (16)$$

$$I_{atf} = I_{tf} * RTC = 3,192 * 100 = 319,20 \quad [A]$$

I_{atf} Corrente de acionamento da unidade temporizada [A];
 I_{tf} Corrente de ajuste da unidade temporizada [A];
 RTC Relação de transformação do transformador de corrente.

Portanto, a corrente que passará no primário do transformador de corrente e acionará o relé 51.1 vale $I_{atf} = 319,20$ A.

É importante lembrar que este relé não deve ser sensível à corrente de partida, portanto será necessário utilizar um tempo de segurança de 0,4 s além do tempo de partida de 1,0 s da carga para calcular o ajuste de tempo do relé. Ajustando a curva IEC Muito Inversa, dada pela Tabela 01, é possível calcular o ajuste do multiplicador de tempo (T_{MS}) pela Equação (17).

$$T_{MS} = \frac{T * \frac{I_m}{I_{atf}} - 1}{13,5} \quad (17)$$

T Tempo de atuação da unidade temporizada [s];
 T_{MS} Ajuste do multiplicador de tempo [s];
 I_m Corrente máxima admitida no circuito, que pode ser uma corrente de sobrecarga ou de curto-circuito [A];
 I_{atf} Corrente de acionamento da unidade temporizada [A].

De posse da corrente de partida do motor de 1440 A disponibilizada na Figura 38, da corrente de acionamento I_{atf} , e do tempo de acionamento como 1,4 s, conforme explicado, pela Equação (17) o ajuste será $T_{MS1} = 0,36$ s.

$$T_{MS} = \frac{T * \left(\frac{I_m}{I_{atf}} - 1 \right)}{13,5} = \frac{(1,4) * \left(\frac{1440}{319,20} - 1 \right)}{13,5} = 0,36 \quad [s]$$

4.4.2 Unidade instantânea 50.1

Para ajustar a unidade instantânea, é necessária utilizar a corrente assimétrica calculada anteriormente ou a corrente de partida do motor perto do relé. Neste caso, será utilizada a corrente de partida assimétrica do motor, já que o disjuntor 52.2 poderá atuar para um curto na barra.

Adotando o fator de assimetria disponibilizado pelo exercício de 1,5, tem-se uma corrente de partida assimétrica $I_{pa} = 2.160 \text{ A}$. Utilizando então a Equação (7), e considerando uma corrente 50% maior que a corrente de partida do motor assimétrica $I_{pa} = 3.240 \text{ A}$ calcula-se $F = 10,15$.

$$F = \frac{I_{pa}}{I_{atf}} = \frac{1,5 * 1,5 * 1440}{319,20} = \frac{3240}{319,20} = 10,15$$

Sabendo que o RTC vale 100, pela Figura 38, a corrente de ajuste da unidade 50.1 é calculada pela Equação (8), $I_{if1} = 32,40 \text{ A}$. E a corrente de acionamento pela Equação (18), $I_{a1f1} = 3.239,88 \text{ A}$.

$$I_{if1} = F * I_{tf1} = 10,15 * 3,192 = 32,40 \quad [A]$$

$$I_{aif} = RTC * I_{if} \quad (18)$$

$$I_{ass_aif1} = RTC * I_{if1} = 100 * 32,40 = 3.239,88 \quad [A]$$

I_{aif} Corrente de acionamento da unidade instantânea de fase [A];

RTC Relação de transformação do transformador de corrente;

I_{tf} Corrente de ajuste da unidade instantânea [A].

No entanto, no coordenograma não se coloca a corrente assimétrica, portanto, $I_{aif1} = 2.159,92$ A.

$$I_{aif1} = \frac{I'_{aif1}}{1,5} = \frac{3239,88}{1,5} = 2.159,92 \quad [A]$$

4.5 Ajustes das unidades 50.2 e 51.2

Estes relés são os que estão no secundário do transformador de 2,5 MVA, em uma tensão de 2,4 kV, o qual admite uma sobrecarga de 133%, conforme já citado.

4.5.1 Unidade temporizada 51.2

Utilizando a Equação (9), encontra-se uma corrente nominal para o transformador de 2,5 MVA no secundário $I_{nts,2,5MVA} = 601,41$ A.

$$I_{nts,2,5MVA} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_f} = \frac{2,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 2,4 * 10^3} = 601,41 \quad [A]$$

Portanto, a partir da Equação (6), sabendo que o RTC vale 160, obtém-se $I_{tf2} = 5$ A. E a corrente de acionamento, calculada pela Equação (16), vale $I_{atf2} = 799,87$ A.

$$I_{tf} = \frac{K_f * I_n}{RTC} = \frac{1,33 * 601,41}{160} = 5 \quad [A]$$

$$I_{atf} = I_{tf} * RTC = 4,999 * 160 = 799,87 \quad [A]$$

Para ajuste de tempo do relé 51.2 será utilizado o tempo de cruzamento entre as unidades 51.1 e 50.1, acrescido de 0,4 s para a correta coordenação. Portanto, deve-se calcular o tempo do relé 51.1 para a corrente de acionamento simétrica da unidade 50.1 (2.159,92 A). Logo, utilizando a equação de tempo Muito Inverso da Tabela 01, para $T_{MS} = 0,36$, obtém-se um tempo de 0,8428 s.

$$T_{51.1-I_{aif1}} = \frac{T_{MS} * 13,5}{\left(\frac{I_m}{I_{atf1}} - 1\right)} = \frac{0,36 * 13,5}{\left(\frac{2159,92}{319,2} - 1\right)} = 0,8428 \quad [A]$$

Assim, para o relé 51.2 ser coordenado com o 51.1, para uma corrente de 2.159,02 A, ele deve atuar em $T = 0,8428 + 0,4 = 1,2428$ s.

Utilizando Equação (17) de tempo Muito Inverso, agora para o relé 52.2, o ajuste do multiplicador de tempo será $T_{MS2} = 0,16$ s.

$$T_{MS} = \frac{T * \left(\frac{I_m}{I_{atf2}} - 1\right)}{13,5} = \frac{1,2428 * \left(\frac{2159,92}{799,87} - 1\right)}{13,5} = 0,16 \quad [A]$$

4.5.2 Unidade instantânea 50.2

A unidade instantânea deve ser ajustada em função da corrente assimétrica de curto da barra de 2,4 kV, calculada anteriormente, utilizando Equação (7) para o fator de ajuste, $F < 16,71$.

$$F < \frac{I_{cc \text{ assimétrica } 2,4kV}}{I_{atf}} = \frac{13.364,59}{799,87} = 16,71$$

Como dito anteriormente, este fator de ajuste deve ser escolhido entre 60 e 90% do valor calculado. De tal forma, escolheu-se o valor $F = 13$.

Assim, utilizando a Equação (8), a corrente ajustada será $I_{if2} = 64,99$ A, e pela Equação (18), a corrente de acionamento assimétrica será $I_{aif2} = 10.379,2$ A, que dever ser dividida pelo fator de assimetria de 1,5, resultando em $I_{aif2} = 6.932,22$ A.

$$I_{if2} = F * I_{tf2} = 13 * 4,999 = 64,99 \quad [A]$$

$$I_{ass_aif2} = RTC * I_{if2} = 10.379,20 \quad [A]$$

$$I_{aif2} = \frac{I_{ass_aif2}}{1,5} = 6.932,22 \quad [A]$$

4.6 Ajustes das unidades 50.3 e 51.3

Estes são os relés que estão no primário do transformador de 2,5MVA, em uma tensão de 13,8 kV, conforme já citado, admite uma sobrecarga de 133%. No entanto, para uma melhor coordenação, este relé será sensibilizado para uma sobrecarga de 160%.

4.6.1 Unidade temporizada 51.3

De forma analógica à unidade 51.2, a corrente nominal é calculada para o lado de 13,8kV pela Equação (9), $I_{ntp,2,5MVA} = 104,59$ A.

$$I_{ntp,2,5MVA} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_f} = \frac{2,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 104,59 \quad [A]$$

Portanto, a partir da Equação (6), sabendo que o RTC vale 60, obtém-se, $I_{tf3} = 2,79$ A e a corrente de acionamento, pela Equação (16), vale $I_{atf3} = 167,35$ A, que deve ser referida para o lado de 2,4kV pela Equação (10), logo, $I'_{atf3} = 962,25$ A.

$$I_{tf3} = \frac{K_f * I_n}{RTC} = \frac{1,6 * 104,59}{60} = 2,79 \quad [A]$$

$$I_{atf3,13.8} = I_{tf} * RTC = 2,79 * 60 = 167,35 \quad [A]$$

$$I_{atf3,2.4} = 167,35 * \frac{13,8 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 962,25 \quad [A]$$

De forma semelhante como observado anteriormente, deve-se calcular o tempo que o relé 51.2 irá atuar para a corrente de acionamento simétrica da unidade 50.2 (6.932,22 A), logo, utilizando a equação de tempo Muito Inverso da Tabela 01, para $T_{MS} = 0,16$, obtém-se um tempo de 0,2817 s.

$$T_{51.2-I_{aif2}} = \frac{T_{MS} * 13,5}{\left(\frac{I_m}{I_{atf2}} - 1\right)} = \frac{0,16 * 13,5}{\left(\frac{6932,22}{799,87} - 1\right)} = 0,2817 \quad [s]$$

Para coordenação com o relé 51.3, para esta mesma corrente, o relé deverá atuar com um atraso de 0,4 s, sendo em 0,6817s. De tal forma, utilizando a Equação (17), o ajuste do multiplicador de tempo será, $T_{ms3} = 0,31$ s.

$$T_{MS} = \frac{T * \left(\frac{I_m}{I_{atf3}} - 1\right)}{13,5} = \frac{0,6817 * \left(\frac{6932,22}{962,25} - 1\right)}{13,5} = 0,3 \quad [s]$$

4.6.2 Unidade instantânea 50.3

De forma semelhante o relé será ajustado em função da corrente assimétrica de curto-circuito da barra de 13,8 kV. Portanto, pela Equação (7), obtém-se um fator de ajuste calculado $F = 80$, respeitando os valores de 60% a 90% do calculado, escolheu-se $F = 52$.

$$F < \frac{I_{cc \text{ assimétrica } 13,8kV}}{I_{atf}} = \frac{76.980,04}{962,25} = 80$$

Novamente, utilizando as Equações (8) e (18), a corrente de ajuste da unidade 50.3 é $I_{if3} = 145,03$ A, para 13,8 kV, e a corrente de acionamento assimétrica é $I_{aif3} = 8.701,99$ A.

$$I_{if3} = F * I_{tf3} = 52 * 2,79 = 145,03 \quad [A]$$

$$I_{ass_aif3} = RTC * I_{if3} = 60 * 145,03 = 8.701,99 \quad [A]$$

Na energização do transformador, a corrente de magnetização passará pelo primário, e a unidade instantânea 50.3 não deve ser sensível à essa corrente, portanto, deve-se realizar a verificação em relação à atuação do relé.

Sabendo que esta corrente de energização vale 8 vezes a corrente nominal do transformador, sendo $I_{mt} = 836,74 \text{ A}$, e a corrente de atuação do relé $I_{aif3} = 8.701,99 \text{ A}$, a condição está satisfeita.

$$I_{inrush,2.5MVA,13.8} = 104,59 * 8 = 836,74 \quad [A]$$

$$836,74 < 8.701,99$$

Novamente, a corrente de acionamento deve ter o fator de assimetria de 1,6 removido e refletida para o lado de 2,4 kV pela Equação (10), resultando em $I'_{aif3} = 31.272,78 \text{ A}$.

$$I_{aif3} = \frac{I_{ass_aif3}}{1,6} * \frac{13,8}{2,4} = 31.272,78 \quad [A]$$

4.7 Ajustes das unidades 50.4 e 51.4

Estes são os relés que estão no secundário do transformador de 15 MVA, em uma tensão de 13,8 kV, que, conforme já explanado, admite uma sobrecarga de 133%.

4.7.1 Unidade temporizada 51.4

Novamente, a corrente nominal é calculada, para o lado de 13,8 kV, pela Equação (9), resultando em $I_{nts,15MVA} = 627,55$ A.

$$I_{nts,15MVA} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_f} = \frac{15 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 627,55 \quad [A]$$

Sabendo que o RTC é 100, pela Equação (6), calcula-se $I_{tf4} = 8,35$ A, e então pela Equação (16), a corrente de acionamento vale $I_{atf4} = 834,65$ A, que deve ser referida para o lado de 2,4kV por meio da Equação (10), logo, $I'_{atf4} = 4.799,22$ A.

$$I_{tf4} = \frac{K_f * I_n}{RTC} = \frac{1,33 * 627,55}{100} = 8,35 \quad [A]$$

$$I_{atf4,13.8} = I_{tf4} * RTC = 8,35 * 100 = 834,65 \quad [A]$$

$$I_{atf4,2.4} = 834,65 * \frac{13,8 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 4.799,22 \quad [A]$$

Mais uma vez, deve-se calcular o tempo que o relé 51.3 irá atuar para uma corrente de 31.272,78 A, utilizando a equação de tempo Muito Inverso da Tabela 01, com $T_{MS} = 0,31$ s. De tal forma, é obtido que o relé atuará em 0,1343 s.

$$T_{51.3-I_{aif3}} = \frac{T_{MS} * 13,5}{\left(\frac{I_m}{I_{atf3}} - 1\right)} = \frac{0,31 * 13,5}{\left(\frac{31.272,78}{962,25} - 1\right)} = 0,1343 \quad [s]$$

Para coordenação com o relé 51.4, para esta mesma corrente, o relé deverá atuar 0,4 segundos depois, em 0,5343 s. Assim, utilizando a Equação (17), o ajuste do multiplicador de tempo será $T_{ms4} = 0,22$ s.

$$T_{MS} = \frac{T * \left(\frac{I_m}{I_{atf4}} - 1 \right)}{13,5} = \frac{0,5343 * \left(\frac{31.272,78}{4.799,22} - 1 \right)}{13,5} = 0,22 \quad [s]$$

4.7.2 Unidade instantânea 50.4

Não existe impedância significativa entre os transformadores de corrente dos relés 50.3 e 50.4, de tal forma, sua seletividade é comprometida. Assim, em caso de uma falta imediatamente após o disjuntor 52.3, as duas unidades seriam acionadas, abrindo os dois disjuntores desnecessariamente.

Uma alternativa é a utilização de característica de tempo definido, inserindo um tempo intencional na unidade 50. Nessa situação, não será considerado o fator de assimetria, uma vez que a assimetria é dissipada nos primeiros ciclos.

Um tempo definido de 0,2 s foi escolhido como tempo suficiente para o relé 50.3 seja sensibilizado e seu disjuntor aberto no caso de falta após seu transformador de corrente.

A unidade de tempo definido do relé foi ajustada, em função da corrente simétrica de curto-circuito da barra de 13,8 kV, já calculada, possuindo valor de 48.112,52 A. Portanto, a partir da Equação (7) modificada para corrente simétrica, o fator de ajuste calculado foi $F = 10,02$, escolhendo um valor de 80% deste, logo, $F = 8$.

$$F < \frac{I_{cc\ 13,8kV}}{I_{atf4}} = \frac{48.112,52}{4.799,22} = 10,02$$

Assim, utilizando as Equações (8) e (18), a corrente de ajuste da unidade 50.4 é $I_{if4} = 66,77\ A$, e a corrente de acionamento simétrica $I_{aif4} = 6.677,20\ A$, que, referida para 2,4 kV, $I'_{aif4} = 38.393,9\ A$.

$$I_{if4} = F * I_{tf4} = 8 * 8,35 = 66,77 \quad [A]$$

$$I_{aif4} = RTC * I_{if4} = 6.677,20 \quad [A]$$

$$I_{aif4,2.4} = I_{aif4} * \frac{13,8}{2,4} = 38.393,90 \quad [A]$$

4.8 Ajustes das unidades 50.5 e 51.5

Estes são os relés que estão no primário do transformador de 15 MVA, sob uma tensão de 34,5 kV, que, conforme já apresentado, admite sobrecarga de 133%. No entanto, assim como no relé 51.3, para uma melhor coordenação, este relé será sensibilizado para uma sobrecarga de 160%.

4.8.1 Unidade temporizada 51.5

Novamente, a corrente nominal é calculada, para o lado de 34,5 kV, pela Equação (9), resultando em $I_{ntp,15MVA} = 251,02$ A.

$$I_{ntp,15MVA} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_f} = \frac{15 * 10^6}{\sqrt{3} * 34,5 * 10^3} = 251,02 \quad [A]$$

Sabendo que o RTC é 200, pela Equação (6), calcula-se $I_{tf5} = 2,01$ A. A corrente de acionamento, a partir da Equação (16), vale $I_{atf5} = 401,63$ A, que deve ser referida para o lado de 2,4kV, logo, $I'_{atf5} = 5.773,50$ A.

$$I_{tf5} = \frac{K_f * I_n}{RTC} = \frac{1,60 * 251,02}{200} = 2,01 \quad [A]$$

$$I_{atf5,34.5} = I_{tf5} * RTC = 2,01 * 200 = 401,63 \quad [A]$$

$$I_{atf5,2.4} = 401,63 * \frac{34,5 * 10^3}{2,4 * 10^3} = 5.773,50 \quad [A]$$

Em seguida, calcula-se o tempo que o relé 51.4 irá atuar para a corrente de acionamento simétrica da unidade 50.4 de 38.393,9 A, utilizando a equação de tempo Muito Inverso da Tabela 01, com $T_{MS} = 0,22$ s, é obtido que o relé atuará em 0,4088 s.

$$T_{51.4-I_{aif4}} = \frac{T_{MS} * 13,5}{\left(\frac{I_m}{I_{atf4}} - 1\right)} = \frac{0,22 * 13,5}{\left(\frac{38.393,90}{4.799,22} - 1\right)} = 0,4088 \quad [s]$$

Para coordenação com o relé 51.5, para esta mesma corrente, o relé deverá atuar com um atraso de 0,4 segundos, resultando em 0,8088 s. De tal forma, utilizando novamente a Equação (17), o ajuste do multiplicador de tempo será $T_{ms5} = 0,35$ s.

$$T_{MS} = \frac{T * \left(\frac{I_m}{I_{atf5}} - 1\right)}{13,5} = \frac{0,8088 * \left(\frac{38.393,90}{5.773,50} - 1\right)}{13,5} = 0,35 \quad [s]$$

4.8.2 Unidade instantânea 50.5

De forma semelhante, utilizando a Equação (7), o relé será ajustado em função da corrente assimétrica de curto-circuito da barra de 34,5 kV. Portanto, obtém-se um fator de ajuste calculado $F = 66,66$, respeitando os limites de critério de escolha, adota-se um $F = 50$

$$F < \frac{I_{cc \text{ assimetrica } 34.5kV}}{I_{atf}} = \frac{384.900,18}{5.773,50} = 66,66$$

Novamente, utilizando as Equações (8) e (18), a corrente de ajuste da unidade 50.5 é $I_{if5} = 100,41$ A, e a corrente de acionamento assimétrica é $I_{aif5} = 20.082,0$ A.

$$I_{if5} = F * I_{tf5} = 50 * 2,01 = 100,41 \quad [A]$$

$$I_{ass_aif5} = RTC * I_{if5} = 20.082,0 \quad [A]$$

A unidade 50.5, assim como a 50.3, não deve ser sensível à corrente de energização do transformador protegido, nesse caso 15 MVA, portanto torna-se necessária a conferência da atuação do relé nessa condição. Com a corrente de energização sendo 8 vezes a nominal do transformador para o lado primário, $I_{mt,15MVA} = 2.008,17 \text{ A}$, sendo menor que a corrente de acionamento $I_{aif5} = 20.082,0 \text{ A}$, portanto o relé não atuará, e a condição está satisfeita.

$$I_{inrush,15MVA,34.5} = 251,02 * 8 = 2.008,17 \quad [A]$$

$$2.008,17 < 20.082,0$$

A corrente de acionamento deve ter o fator de assimetria retirado e ser referida para a tensão de 2,4 kV, portanto $I'_{aif5} = 180.424,22 \text{ A}$.

$$I_{aif5,2.4} = \frac{I_{ass_aif5}}{1,6} * \frac{34,5}{2,4} = 180.424,22 \quad [A]$$

4.9 Resultados

A partir dos cálculos e ajustes realizados nas sessões anteriores, foi possível realizar a proteção e a coordenação dos relés. Os ajustes encontrados estão elencados na Tabela 05, com duas casas decimais por se tratar de relés digitais. Para a correta construção do coordenograma, as correntes já estão referidas para a tensão de 2,4 kV.

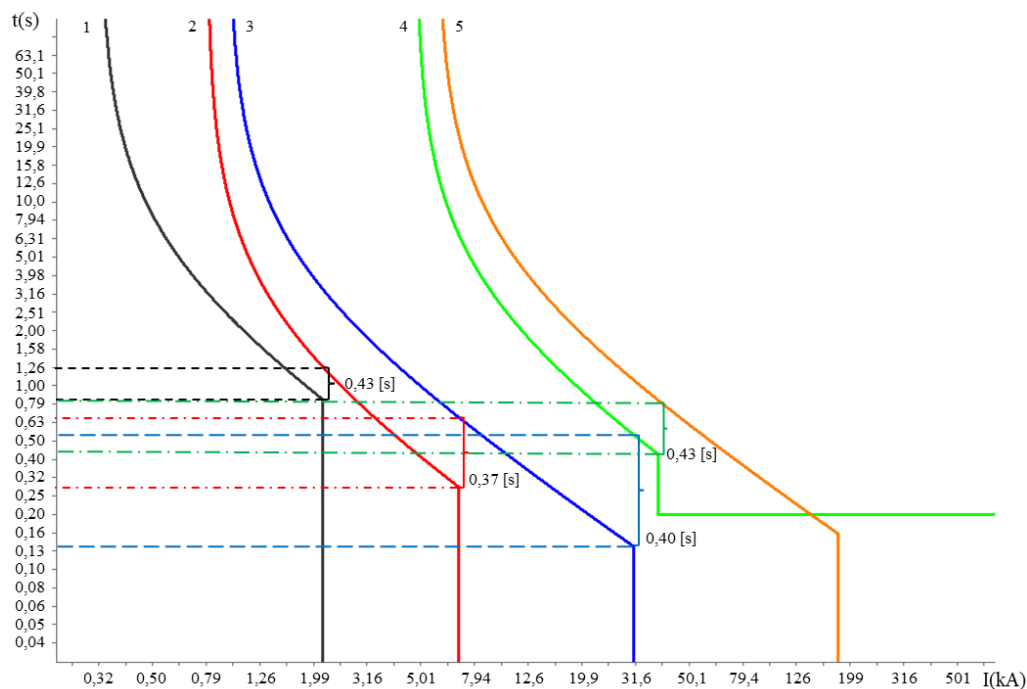
Tabela 05 – Ajustes dos relés.

Disjuntor	Unidade Temporizada (51)			Unidade Instantânea (50)	
	$I'_{tf} \text{ [A]}$	RTC	$T_{ms} \text{ [s]}$	$I'_{iaf} \text{ [kA]}$	$T_d \text{ [s]}$
52.1	3,19	100	0,36	2,16	-
52.2	5,00	160	0,16	6,93	-
52.3	16,04	60	0,31	31,27	-
52.4	48,00	100	0,22	38,39	0,2
52.5	28,85	200	0,35	180,42	-

Fonte: Autoria própria

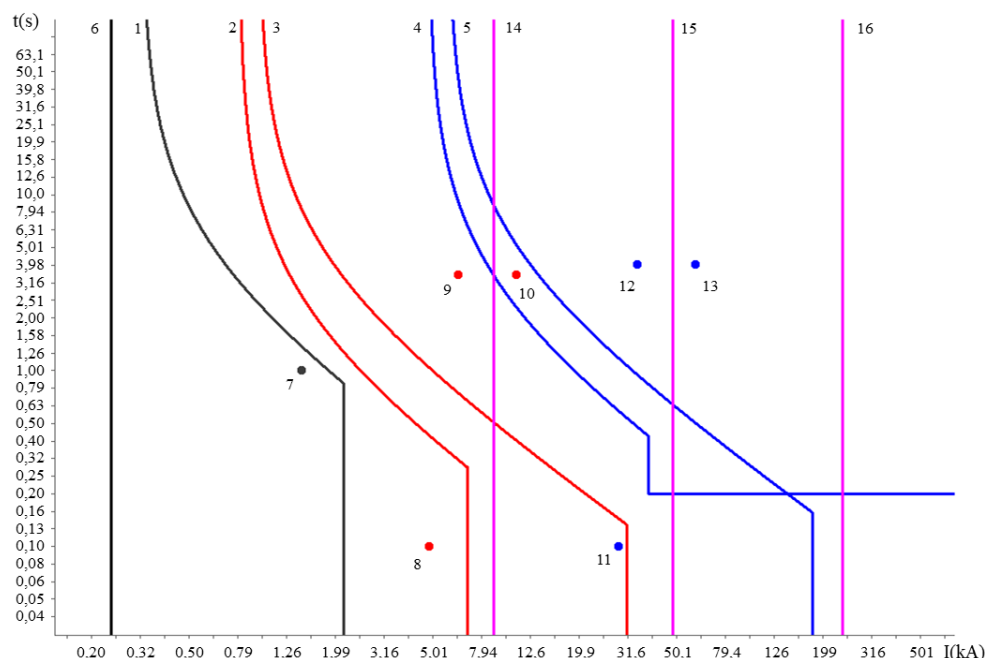
A Figura 46 a seguir apresenta as curvas de atuação dos relés que coordenam a abertura dos disjuntores utilizando a ferramenta de *plot* do PSC - COORD de acordo com os dados apresentados na Tabela 05, evidenciando o valor de cada degrau de coordenação: curva 1 (em preto) referente ao disjuntor 52.1; curva 2 (em vermelho) referente ao disjuntor 52.2; curva 3 (em azul) referente ao disjuntor 52.3; curva 4 (em verde) referente ao disjuntor 52.4; curva 5 (em laranja) referente ao disjuntor 52.5.

Figura 46 – Curvas de atuação dos relés no coordenograma.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 47, utilizando o software, apresenta as curvas de atuação dos relés com a inserção das correntes de curto-circuito, os pontos notáveis e a corrente nominal da carga, deste modo demonstrando a coordenação do estudo de caso de forma completa.

Figura 47 – Coordenograma final do Estudo de Caso

Fonte: Autoria própria utilizando o PSC - COORD.

A Figura 47 representa o coordenograma para o sistema da Figura 38: em preto (elementos 1, 6 e 7) as grandezas ligadas à proteção da carga; em vermelho (elementos 2, 3, 8, 9 e 10) à proteção do transformador 2,5 MVA; em azul (elementos 4, 5, 11, 12 e 13) à proteção do transformador 15 MVA; em rosa (elementos 14, 15 e 16) as correntes de curto de cada barra.

Pode-se analisar a coordenação da proteção: a reta na cor preta (6), representando a corrente nominal da carga e o ponto notável preto (7), que representa a partida da carga, não estão na área de atuação de nenhuma das curvas de acionamento dos relés, ou seja, a operação normal da carga não ativa nenhum disjuntor.

Observando agora os pontos notáveis vermelhos (8, 9 e 10), que representam características do transformador de 2,5 MVA, o ponto de magnetização (8) do transformador não aciona nenhuma proteção, já que a única curva que ele acionaria está no secundário do transformador, por onde não passa corrente enquanto ele está energizando, já os pontos ANSI (9 e 10), que representam o limite da operação do transformador, acionam os disjuntores que fazem a proteção desse equipamento.

A mesma análise pode ser replicada para os pontos notáveis azuis (11, 12 e 13), referentes ao transformador de 15 MVA. A energização do transformador (11) não aciona nenhum disjuntor enquanto os pontos ANSI (12 e 13) acionam, visando a proteção da instalação. Observa-se que a

curva de acionamento do disjuntor 52.4 precisou ter um tempo definido de acionamento da unidade instantânea em função da proximidade com a curva do 52.3, evitando assim desligamentos desnecessários.

Analisando por fim a sensibilidade dos relés em relação às correntes de curto-circuito percebe-se que, com a ocorrência do curto na barra de 2,4 kV (14), o primeiro relé a ser acionado é o referente ao disjuntor 52.2 (2), sendo o mais próximo à barra no sentido da fonte, garantindo menor quantidade de consumidores finais desenergizados. Caso essa proteção falhe, o primeiro a acionar seria o 52.3 (3), também visando a menor quantidade de desligamentos.

Para um curto na barra de 13,8 kV (15) ocorre a abertura do disjuntor 52.4 (4), sendo também o mais próximo da barra no sentido da fonte, e caso ocorra a falha nesse acionamento, o 52.5 (5) atua.

Entre o Sistema e a barra de 34,5 kV não possui proteção, em função disso, para uma falta nessa barra (16), o disjuntor acionado seria o 52.5 (5), que isolaria toda a rede do curto-circuito.

5 CONCLUSÃO GERAL

Este capítulo tem como objetivo apresentar as conclusões do trabalho e possibilidades de melhorias posteriores, explicitando a finalização das ideias apontadas em cada capítulo, dando assim uma visão geral do conteúdo do trabalho.

Apresentou-se um capítulo inicial com o intuito de justificar o desenvolvimento do trabalho, apresentando conceitos sobre o sistema elétrico de potência, proteção de sistemas elétricos, coordenograma e seletividade e alguns dos principais programas computacionais comerciais capazes de realizar os estudos relacionado ao tema. Com base nas informações expostas, foi definido o objetivo e a motivação do trabalho.

O sistema elétrico de potência foi separado em transmissão e distribuição de energia elétrica, onde foi explicado as principais características de ambos e a correlação entre o sistema elétrico e a proteção de sistema elétrico, demonstrando os equipamentos do SEP.

Foi demonstrado também os curtos-circuitos balanceados e desbalanceados (F-T, F-F e F-F-T, F-F-F), demonstrando a utilização do método das componentes simétricas, que trata a rede trifásica desbalanceada como três circuitos balanceados, para a resolução dos problemas. Além de serem apresentadas as equações de cálculo de curto-circuito para cada tipo de falta.

A proteção de sistemas elétricos e os tipos de proteção contemplados no trabalho, teve correlação com o *software* devido ao PSC – COORD auxiliar na proteção dos equipamentos do sistema elétrico de potência, podendo ser transformadores, relés, religadores, entre outros. O trabalho demonstrou os tipos de proteção de sistema, fundamentos da proteção, proteção por zonas entre outras técnicas de proteção.

Como elemento de proteção utilizado no PSC – COORD os relés foram detalhados desde os primeiros eletromecânicos, estáticos aos mais atuais digitais. Foram demonstrados os princípios de funcionamento e as estruturas dos mesmos, responsáveis pela proteção dos sistemas elétricos e intermédio entre a coordenação e seletividade com o bom desempenho dos sistemas elétricos.

E por fim foi abordado o tema de seletividade e coordenograma, responsável pelo controle de atuação dos relés de forma coordenada evitando o desligamento excessivo e desnecessário de cargas elétricas do sistema. Para tal são realizadas as análises gráficas das curvas de atuação e pontos notáveis, sendo esse capítulo crucial para o desenvolvimento e a realização do PSC – COORD.

Após a explicação da base teórica necessária para a utilização do *software*, deu-se início ao desenvolvimento computacional. Para isso foram apresentadas as ferramentas utilizadas em sua elaboração. Apresentou-se o C++, uma linguagem de programação bastante utilizada em meio acadêmico, com grande conteúdo online e gratuita.

Durante o desenvolvimento do programa foram utilizadas apenas bibliotecas de domínio público e código aberto, garantindo assim a elaboração de um *software* completamente gratuito e sem restrições de licenças protetoras. Apresentou-se o wxWidgets, que foi o *framework* utilizado para a geração da GUI, sendo multiplataforma e permitindo a execução do programa em outros sistemas operacionais. E para a criação do coordenograma gráfico dos elementos inseridos no PSC-COORD foi utilizada a biblioteca wxMathPlot.

De forma a apresentar o PSC – COORD em funcionamento foi realizado um estudo de caso utilizando um sistema de 3 barras a fim de realizar a coordenação e a seletividade dos relés propostos no estudo de caso, inserindo os elementos no *software* e analisando os resultados gráficos, garantindo a proteção coordenada do sistema apresentado.

O principal objetivo e contribuição desse trabalho é o desenvolvimento de um *software* livre de código aberto, gráfico e multiplataforma para estudos de coordenograma e seletividade de sistemas elétricos de potência, com código fonte publicamente disponibilizado. O PSC - COORD trouxe resultados satisfatórios das simulações apresentadas e cumpriu o objetivo inicial desse trabalho, mostrando ser um início de trabalho com grande potencial para ampliação de funções. O *software* desenvolvido, em sua versão atual é estável e pode auxiliar como ferramenta as áreas de pesquisa e educação, além de aplicações práticas em sistemas de proteção.

Baseado na atual versão da ferramenta computacional existem alguns pontos a serem desenvolvidos para melhoria do conteúdo e contribuição para a área acadêmica. Alguns tópicos a serem agregados nas atualizações em trabalhos futuros são:

- Novos tipos de elementos utilizados na proteção de sistemas elétricos;
- Novo modo de entrada de dados;
- Cálculo das correntes de curto-circuito;
- Método para determinação do ajuste dos relés;
- Inserção de dados de equipamentos de proteção reais;
- Banco de dados;
- Importação e exportação de dados.

REFERÊNCIAS

ABB. **Breaker coordination**. São Paulo, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Regulação do Setor Elétrico. 2015. Disponível em <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/regulacao-do-setor-eletrico>>. Acessado em: 26 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa N° 956/2021 – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em <<https://antigo.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acessado em: 24 mar. 2022

ALMEIDA, M. A. D. de. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal: UFRN. 2000.

ANDERSON, Paul M. **Analysis of Faulted Power Systems**. New York: IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995. ISBN: 0-7803-1145-0

ARAÚJO, C. A. S., et al. **Proteção de Sistemas Elétricos**. 2nd ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADEE. A Distribuição de Energia. 2019. Disponível em <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>>. Acessado em: 24 mar. 2022.

ASPEN: *Advanced Systems for Power Engineering*. Version 15.5. OneLiner, 2021. Disponível em <<https://www.aspeninc.com/web/software/oneliner>>. Acessado em: 17 abr. 2022.

BULGARELLI, R., Seger, E. C. **Processamento digital de sinais aplicado na proteção de motores trifásicos industriais**. Conferência de Aplicação Industrial – INDUSCON. Recife: Universidade Federal de Pernambuco – IEEE/UFPE. 2006.

CAMINHA, Amadeu Casal. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977. ISBN: 8521201362.

CORTEZ, Paulo Henrique. **Estudos sobre coordenação e seletividade elétrica em um ambiente industrial**. Orientador: Rubens Alves Dias. 2017. 121 f. TCC (Graduação) – Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2019.

COTOSCK, Kelly Regina. **Proteção de Sistemas Elétricos: Uma Abordagem Técnica-Pedagógica**. 2007. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais – Belo Horizonte. 2007.

CREDER, H. **Instalações elétricas**. 15. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005. 476 p

CYME INTERNATIONAL. CYME Power Engineering Software. 2018. Disponível em: <<http://www.cyme.com/software/>>. Acessado em: 16 abr. 2022.

DIGSILENT: *Monitoring Systems*. Version 2022.05.02. DIGSILENT, 2022. Disponível em: <<https://www.digsilent.de/en/>>. Acessado em: 17 abr. 2022.

DME Distribuição. Metodologia de Proteção e Análise de Impacto no Sistema Elétrico. NT 07 05 008. Belo Horizonte. 2014.

ELECTRICAL4U, Learn Electrical Engineering – Induction Rele. 2020. Disponível em <<https://www.electrical4u.com/>>. Acessado em: 12 fev. 2022.

ELMORE, W. A. ***Protective Relaying Theory and Applications***, 2nd ed. New York. Marcel Dekker, 2004.

ESA. EasyPower®Power Protector™. 2019. Disponível em: <<https://www.easypower.com/products/easypower>>. Acessado em: 11 abr. 2022.

FIGUEROA, Joel. Informacion Clase IUSPM. 2014. Disponível em: <<https://informacionclasesiupsm.webnode.com.ve/>>. Acessado em: 17 abr. 2022

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE. 3002.3-2018 - IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8672196>>. Acessado em: 20 jul. 2022

KINDERMANN, G. ***Proteção de Sistemas Elétricos de Potência***. Florianópolis: Edição do Autor, 2006, vol 2

MAEZANO, P. K. ***Proteção de linhas de transmissão***. Edição do autor, São Paulo, 2003.

MASON, C. Russell. ***The Art and Science of Protective Relaying***. New York: John Wiley, 1968;

NETTO, Ulisses Chemin. ***Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de Relés Digitais de Proteção***. 2008. 172 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos. 2008.

NOLETO, Cairo. ***C++: o que é, porque usar e quais as diferenças com C***. 2021. Disponível em: <<https://blog.betrybe.com/linguagem-de-programacao/cpp/>>. Acessado em: 17 abr. 2022.

OLIVEIRA, Thales Lima. ***Desenvolvimento de um programa computacional livre, gráfico, e multiplataforma para analisar sistemas elétricos de potência em regime permanente e dinâmico***. 2019. 285f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. DOI <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.te.2019.2444>

OLIVEIRA, Thales Lima. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Material de apoio didático, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Mapa Dinâmico do SIN. 2022. Disponível em <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acessado em: 16 abr. 2022.

PEREIRA, D. R. **Um sistema de software para execução de estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição**. 2007. 222 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

PROTECTIVE RELAY – Application Guide – 3rd ed, GEC Alsthom T&D, Inglaterra, 1995.

REICHENBACH, G. **Digsi 4 – breaker control/ control display**. Dezembro 2001.

RONDINI, D. **wxMathPlot: Scientific plotting for wxWidgets**. 2018. Disponível em: <<http://wxmathplot.sourceforge.net/>>. Acessado em: 14 abr. 2022.

SAADAT, H. **Power system analysis**. 2. ed. Boston, USA: McGraw-Hill Companies, 2002. 712 p.

SIEMENS, **PSS®CAPE | Highly detailed Protection Simulation and Analysis Software**. 2022. Disponível em: < <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/maintain/grid-resiliency-software/psscapse.html>>. Acessado em: 17 abr. 2022.

SILVA, André Costa. **Sistemas Elétricos de Potência e Proteção de Linhas de Transmissão**. 2020. 53 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Ouro Preto. – Ouro Preto. 2020.

SMART, J; HOCK, K. . **Cross-Platform GUI Programming with wxWidgets**. United States: Prentice Hall PRT, 2006.

SOARES, A. H. M.; VIEIRA, J. C. M. **Case study: adaptative overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units**. IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2008, Bogotá. New York: IEEE, 2008.p. 282-294.

THURNER, L.; SCHEIDLER, A.; SCHÄFER, F.; MENKE, J. H.; DOLLICHON, J.; MEIER, F.; MEINECKE, S.; BRAUN, M. Pandapower - an open source python tool for convenient modeling, analysis and optimization of electric power systems. **IEEE Transactions on Power System**, IEEE, p. 09, 2017.

UNGRAD, H., Winkler W. e Wiszniewski A., **Protection Techniques in Eletrical Energy Systems**. New York: Marcel Dekker, 1995.

UTILI – Catálogo Utili. **Equipamentos de Proteção de Sistema**. Disponível em <<https://www.utili.com.br/menu-de-reles-de-protecao-ge-e-micom/id/#reles-de-protecao-ge-e-micom>>. Acessado em: 16 abr. 2022.

WEG – Catálogo WEG. **Disjuntor a Vácuo de Média Tensão VBW**. Disponível em <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Circuitos-El%C3%A9tricos/Disjuntores-a-V%C3%A1cuo/Disjuntor-a-V%C3%A1cuo-de-M%C3%A9dia-Tens%C3%A3o-VBW/Disjuntor-a-V%C3%A1cuo-de-M%C3%A9dia-Tens%C3%A3o-VBW/p/MKT_WDC_BRAZIL_MEDIUM_VOLTAGE_VACUUM_CIRCUIT_BREAKER_VBW>. Acessado em: 13 ago. 2022.

WXWIDGETS. **wxWidgets: Cross-Platform GUI Library**. Disponível em <<http://www.wxwidgets.org/>>. Acessado em: 16 abr. 2022.

ZAPPE, Lucas Colling. **Estudo do efeito de diferentes tipos de falta em afundamentos de tensão: uma análise do desempenho do sistema elétrico do Rio Grande do Sul**. 2016. 101 f. Projeto de diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Rio Grande do Sul. – Porto Alegre. 2016.

APÊNDICE A – Janela de plotagem PSC - COORD

